

①⑨ RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE
PARIS

①⑪ N° de publication :
(à n'utiliser que pour les
commandes de reproduction)

2 843 968

②① N° d'enregistrement national : 02 10905

⑤① Int Cl⁷ : C 10 G 65/12

①② DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

②② Date de dépôt : 03.09.02.

③① Priorité :

⑦① Demandeur(s) : INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE
— FR.

⑦② Inventeur(s) : LENGLET ERIC et BOUCOT PIERRE.

④③ Date de mise à la disposition du public de la
demande : 05.03.04 Bulletin 04/10.

⑤⑥ Liste des documents cités dans le rapport de
recherche préliminaire : *Se reporter à la fin du
présent fascicule*

⑥① Références à d'autres documents nationaux
apparentés :

⑦③ Titulaire(s) :

⑦④ Mandataire(s) :

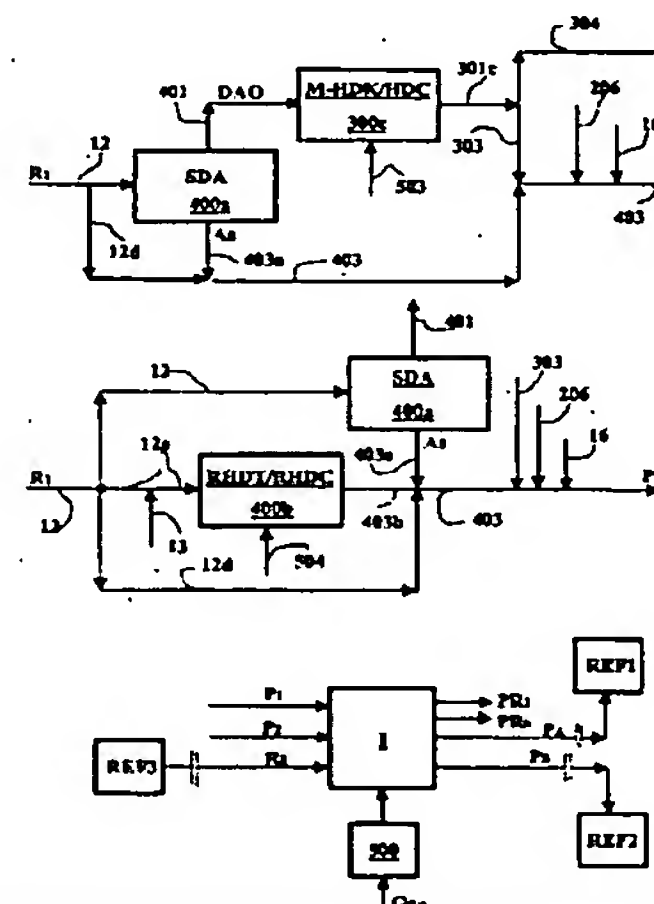
⑤④ UTILISATION DE GAZ DE GISEMENT POUR LE PRERAFFINAGE DE PETROLE CONVENTIONNEL FLUIDE.

⑤⑦ Utilisation d'un gaz de gisement dans sa région de
production dans laquelle:

a) on convertit une fraction de ce gaz en hydrogène,
b) on sélectionne et approvisionne un pétrole brut con-
ventionnel P1 fluide et de point, d'écoulement inférieur ou
égal à - 10 °C,

c) on traite dans une installation (I) le pétrole P1, le trai-
tement comprenant au moins une étape catalytique d'hydro-
traitement, ou d'hydroconversion, ou d'hydrocraquage
d'une fraction comprenant majoritairement des composés
de point d'ébullition supérieur à 343°C, en utilisant une frac-
tion au moins du courant H2,

pour produire au moins un pétrole préraffiné P_A destiné
à être raffiné dans une raffinerie distincte et distante de l'ins-
tallation (I).



FR 2 843 968 - A1



Domaine de l'invention

La présente invention concerne l'industrie du raffinage de pétrole, et l'utilisation des résidus lourds soufrés de raffinerie. Le pétrole est traditionnellement traité en raffinerie de pétrole par un ensemble d'opérations de fractionnement et de conversion chimique pour produire un ensemble de produits finaux commerciaux répondant à des normes ou spécifications techniques bien précises, par exemple des intervalles de distillation, des teneurs en soufre, des indices techniques caractéristiques tels que l'indice d'octane ou l'indice diesel, etc...

Les principaux produits finaux commerciaux sont le naphta pétrochimique, l'essence, le kérosène, le gazole (appelé aussi carburant diesel), le fioul domestique, ainsi que différentes catégories de fiouls plus ou moins soufrés, de bitumes routiers, de gaz de pétrole liquéfiés, et parfois d'autres produits: huiles lubrifiantes, solvants, paraffine etc... Une raffinerie de pétrole produit donc un nombre relativement important de produits finaux commerciaux, à partir d'un certain nombre de pétroles bruts, choisis en fonction de leur composition et de leur prix.

L'évolution des marchés d'une part, notamment la concurrence croissante du gaz naturel, et des spécifications sur les rejets d'installations de combustion d'autre part (rejets d'oxydes de soufre, d'oxydes d'azote, de particules solides, notamment en Europe) conduisent à pénaliser fortement les débouchés de fiouls lourds soufrés, par exemple de fioul lourd à au plus 3.5 % ou 4 % de soufre. Les raffineurs sont donc confrontés à un problème technique très important, celui de l'utilisation des résidus soufrés de raffinerie, compte tenu des dispositions réglementaires. Ce problème technique n'est pas nouveau, et il est connu depuis plusieurs dizaines d'années que le raffinage, en particulier le raffinage européen, doit faire face à une tendance historique de réduction des marchés de fioul lourd, et notamment de fioul lourd soufré.

A titre indicatif, les résidus provenant du raffinage des pétroles du Moyen-Orient, pétroles qui constituent environ les deux tiers des réserves mondiales de pétrole conventionnel, ont le plus souvent plus de 3 % et même 4 % poids de soufre. Or les nouvelles normes des installations de combustion en Europe conduisent à limiter l'utilisation de fioul à seulement 1 % poids de soufre s'il n'y a pas de désulfuration des fumées.

Des travaux importants ont été menés pour résoudre ce problème d'utilisation des résidus soufrés de raffinerie :

- une première voie est la mise au point de techniques performantes de traitements des fumées provenant de la combustion de fioul soufré, avec élimination ou forte réduction des oxydes de soufre, d'oxyde d'azote, et des particules solides contenues dans les fumées de combustion. Certaines techniques peuvent permettre de limiter fortement les rejets et de respecter la réglementation. Elles permettent donc de conserver certains marchés au fioul lourd soufré, et notamment d'utiliser ce type de fioul pour la consommation interne en combustible de la raffinerie. Malheureusement ces techniques de traitement de fumées entraînent une complexification importante des installations de

combustion et sont très onéreuses. Les techniques les plus simples sont insuffisantes pour satisfaire les réglementations sur les rejets et posent un problème environnemental,

- une deuxième voie connue est la mise en œuvre de procédés de désulfuration avec souvent une hydroconversion chimique des résidus soufrés, sous pression élevée d'hydrogène (typiquement environ 1,2 à 1,8 MPa de pression partielle H₂), pour à la fois craquer partiellement les résidus et réduire leur teneur en soufre. Les procédés principaux sont des procédés d'hydrotraitement ou d'hydroconversion catalytique des résidus soufrés, effectués en lit fixe, ou en lit mobile, ou en lit bouillonnant, ou en "slurry" selon le mode d'utilisation du catalyseur. Le mot slurry, selon la terminologie anglo-saxonne, désigne ici une suspension du résidu à traiter en présence de fines particules catalytiques de diamètre moyen typiquement inférieur à 100 micromètres, et en présence de gaz riche en hydrogène. Des conditions opératoires et catalyseurs utilisables pour ces procédés sont décrits plus loin dans la présente description.

- Cette voie de l'hydrodésulfuration et/ou de l'hydroconversion des résidus est parfois appelée hydrotraitement de résidus, ou de façon impropre hydrocraquage de résidus (le terme hydrocraquage devant être réservé à la conversion élevée de charges sensiblement sans asphaltènes ou métaux sur des catalyseurs particuliers, bifonctionnels), est une voie techniquement performante vis à vis de la désulfuration des résidus jusqu'à des niveaux de l'ordre de 1,5 % poids de soufre dans le résidu final, (ou même compris entre 0,5 et 1,25 % poids si l'on choisit des procédés et conditions adaptées) ainsi que de la conversion du résidu en produits distillables bouillant en dessous de 565°C, cette conversion pouvant être typiquement de 20 à 70 % si l'on recherche un résidu final stable, ou alors plus élevée et même de l'ordre de 95 % avec des procédés en slurry. Le problème posé par ces procédés est leur consommation énergétique élevée, lié en partie à l'importante consommation d'hydrogène. L'hydrogène produit typiquement en raffinerie par réformage de naphta est en effet en quantité insuffisante pour réaliser à la fois les hydrotraitements de distillats (notamment kérosène et gazole) et l'hydroconversion des résidus. La raffinerie doit donc produire la quantité importante d'hydrogène requise pour l'hydroconversion de résidus. Deux procédés principaux de production d'hydrogène sont alors utilisables: l'oxydation partielle d'une partie des résidus et le vaporéformage de gaz naturel. L'oxydation partielle de résidus est un procédé onéreux et conduit à rejeter à l'atmosphère des quantités importantes de CO₂. Le vaporéformage de gaz naturel est un procédé moins onéreux du point de vue des investissements, mais utilise du gaz, matière première chère sur la plupart des sites de raffinerie. Le gaz distribué dans les réseaux nationaux est typiquement composé de gaz naturel acheminé par des gazoducs souvent longs de plusieurs milliers de km (par exemple pour le gaz provenant de Russie et distribué en Europe occidentale) et/ou provenant de gaz naturel liquéfié transporté par bateaux cryogéniques. Le gaz de réseau est donc un combustible onéreux dont la production et la distribution entraînent des dépenses énergétiques notables et donc également des rejets notables de CO₂.

L'hydroconversion des résidus en raffinerie est par ailleurs difficile à mettre en œuvre pour la plupart des raffineries de capacité faible ou moyenne, telle que de 3 à 8 millions de tonnes par an de capacité de raffinage de pétrole, car la quantité relativement limitée de résidus ne permet pas des gains d'investissement par effet de taille.

- 5 - La troisième voie d'utilisation des résidus soufrés de raffinerie est d'exporter ces résidus sous forme de fioul à haute teneur en soufre vers des pays du monde où la réglementation sur les rejets des fumées d'installations de combustion est moins sévère. En dehors du fait que ceci consiste à déplacer une pollution environnementale et non à la réduire, la valorisation des résidus par exportation est très mauvaise du fait du rapport offre/demande défavorable. De plus, le transport de fioul soufré est
10 réalisé dans des bateaux spécifiques avec maintien de la température à environ 70 °C pour que le fioul puisse rester pompable et fluide. Ce transport est donc cher et induit des consommations énergétiques et rejets de CO₂ notables.

Les voies connues d'utilisation des rejets soufrés de raffinerie posent donc des problèmes importants du point de vue environnemental et/ou exigent des techniques complexes et onéreuses de traitement.

- 15 En dehors du problème d'utilisation des résidus soufrés, l'industrie du raffinage est également confrontée à un autre problème, celui de la quantité insuffisante de distillats moyens (kérosène + gazole) obtenus dans un schéma de raffinage classique, par rapport à l'évolution du marché, notamment en Europe. Aux Etats-Unis d'Amérique, les coupes les plus recherchées sont typiquement le kérosène et souvent des coupes de naphta adaptées à la production d'essence par réformage
20 catalytique.

L'invention, selon différentes variantes et modes de réalisation, propose de résoudre ou de réduire l'importance de ces problèmes sous plusieurs aspects :

- l'un des objets de l'invention est de mettre en œuvre une solution technique permettant de réduire, directement ou indirectement, les excédents de résidus soufrés de raffinage, dans des conditions
25 technico-économiques favorables par rapport aux voies connues d'utilisation de ces résidus.

Un autre objet de l'invention est de rendre une ou plusieurs raffineries compatibles, directement ou indirectement, avec une fraction plus grande du brut en place au niveau mondial et donc d'accroître l'accès à une quantité plus importante du pétrole qui sera extrait du sous-sol terrestre ou sous-marin dans les prochaines décennies.

- 30 Un autre objet de l'invention est de pouvoir accéder, directement ou indirectement à des pétroles bruts à de meilleurs coûts, de pétroles de qualités plus diversifiée, issus d'un plus grand nombre de gisements, par l'obtention de contrats d'approvisionnement régulier ou à long terme et/ou par l'approvisionnement direct ou indirect de cargaisons ponctuelles. Un autre but, lié à la diversification des approvisionnements directs ou indirects, est d'améliorer le coût d'accès à au moins certains
35 pétroles par le jeu de la concurrence entre les fournisseurs, et/ou de réduire la dépendance relative par rapport aux bruts légers peu soufrés de coût croissant.

Un autre objet de l'invention est de mettre en œuvre une utilisation plus rationnelle de l'énergie.

Un autre objet de l'invention est de mettre en œuvre une solution technique permettant une réduction globale des rejets de polluants et notamment de gaz à effet de serre, par rapport aux voies alternatives connues.

Un autre objet de l'invention est une solution technique qui peut bénéficier à un grand nombre, voire à toutes les raffineries de pétrole, quelle que soit leur capacité de raffinage, et quelle que soit leur niveau actuel d'excédent de résidus soufrés.

Un autre objet de l'invention est de permettre, directement ou indirectement une augmentation de la quantité de distillats moyens produits en raffinerie, et en particulier de permettre une augmentation de la quantité produite de bases de gazole à haut indice de cétane.

10 D'autres objets ou avantages de l'invention seront explicités ci-après.

Description de l'invention

Pour atteindre ces objectifs, l'invention propose d'utiliser du gaz de gisement, en région de production de ce gaz, ou du gaz de gisement épuré, pour notamment produire de l'hydrogène afin de réaliser dans une installation (I) un traitement de pétrole brut, ou d'une charge d'hydrocarbures comprenant un résidu de raffinage, par exemple d'une charge d'hydrocarbures comprenant un pétrole brut et un résidu de raffinage, ce traitement comprenant au moins une étape catalytique sur catalyseur solide supporté, d'hydrotraitement, ou d'hydroconversion, ou d'hydrocraquage d'une fraction au moins de la charge comprenant des composés de point d'ébullition supérieur à 343°C, souvent de point d'ébullition supérieur à 371°C et généralement des composés de point d'ébullition supérieur à 565°C afin de produire au moins un pétrole préraffiné P_A . Le gaz de gisement, ou le gaz de gisement épuré, peut aussi être utilisé avantageusement comme gaz combustible dans l'installation de traitement et/ou dans l'installation de production d'hydrogène. De façon préférée, le traitement est appliqué, ou appliqué également à des fractions bouillant au dessus de 565 °C, en quantité suffisante pour que le résidu sous vide de P_A soit en % poids notablement réduit par rapport à celui de la charge et/ou du pétrole de départ, par exemple réduit d'au moins 20 %, ou 30 %, ou au moins 40 %, ou bien que ce résidu soit notablement moins soufré, et ait une teneur en soufre réduite d'au moins 20 %, ou 30 %, ou 40 % voire plus. De préférence, P_A n'a pas de résidu sous vide, ou comprend un résidu sous vide sensiblement sans asphaltènes et de teneur en soufre très basse, typiquement inférieure à 0,4%, et souvent à 500 ppm poids, ou 300 ppm poids voire moins.

Les gaz de gisement sont abondants dans de nombreuses régions du monde, et notamment de régions éloignées des grandes zones de consommation de gaz que sont l'Europe, les Etats Unis d'Amérique (hors Alaska) et le Japon. Dans des zones éloignées des lieux de consommation, le gaz, lorsqu'il est abondant, est disponible à des prix très bas, souvent trois, quatre, voire dix fois plus faibles que dans des zones de forte consommation. Ce coût très faible du gaz permet selon l'invention, de produire de l'hydrogène typiquement à bas coût, et d'utiliser cet hydrogène pour la désulfuration et/ou le craquage

de fractions lourdes de pétrole, ou de résidus de raffinage. Il permet également, par hydrotraitement à sévérité notable ou par hydrocraquage de fractions lourdes particulières de produire des distillats moyens en quantité et en qualité supérieures (notamment indice ou nombre de cétane) et de doper le ou les pétroles issus du traitement en produits hautement valorisables, notamment en kérosène, coupe diesel à haut cétane, et éventuellement charge de réformage de bonne qualité en vue de la production d'essence.

Les traitements sous hydrogène précités conduisent typiquement à une réduction notable de la quantité de résidu sous vide soufré des effluents ou du résidu après raffinage ultérieur, ou même, avec certains traitements, à l'élimination complète des résidus à plus de 1 % poids de soufre. Ils permettent donc de résoudre les problèmes d'excédents de résidus soufrés de raffinage, soit directement en les retraitant pour les transformer au moins en partie en pétrole, soit indirectement en produisant du pétrole préraffiné typiquement à contenu réduit en résidu soufré. Ceci permet donc, directement ou indirectement, d'accroître les possibilités d'accès à des pétroles bruts de qualité plus diversifiée, correspondant à une proportion plus grande des réserves mondiales de pétrole brut, et d'améliorer ainsi les conditions d'achat de ces pétroles.

Etant installé sur un site distinct d'une raffinerie, le pétrole préraffiné produit n'est pas lié à une raffinerie particulière mais peut être envoyé dans des conditions de transport sensiblement égales vers différentes raffineries par exemple des raffineries européennes. Il peut donc alimenter toutes les raffineries, y compris les raffineries de capacités faibles ou moyennes, et d'éviter à ces raffineries de faire un traitement de résidus avec un facteur d'échelle défavorable.

Toutes ces améliorations sont obtenues en consommant du gaz, comprenant généralement principalement du méthane, dont la conversion pour la production d'hydrogène émet beaucoup moins de CO₂, gaz à effet de serre, que la production d'hydrogène par gazéification de résidus. De plus, ce gaz peut avantageusement, dans sa région de production, être acheminé par canalisation, sans liquéfaction préalable. Son utilisation sur un tel site plutôt que son transport vers les pays consommateurs souvent éloignés de 3000 km ou plus permet d'éviter des consommations énergétiques importantes telles que celles de stations de recompression, ou la liquéfaction du gaz, son transport cryogénique et la regazéification au terminal méthanier. L'utilisation du gaz près de son gisement permet, par rapport à la même utilisation (notamment fabrication d'hydrogène pour le traitement de résidus), d'avoir une gestion plus rationnelle de l'énergie et de réduire la consommation énergétique et les rejets de gaz à effet de serre.

L'invention est sous une forme générale applicable à tous types de pétroles et/ou de résidus de raffinerie. Le traitement peut comporter un rejet de carbone sous forme de coke ou pas de rejet de carbone. Cependant l'invention est de préférence utilisée avec un traitement sans rejet de carbone, selon plusieurs variantes caractéristiques permettant d'obtenir des avantages notables vis à vis des différents objectifs ou objets de l'invention précédemment cités. Les termes utilisés (tels que: gaz de gisement, rejet de carbone etc...) sont explicités plus loin dans la présente description.

L'utilisation de procédés d'hydrotraitement ou d'hydroconversion de pétrole sur le site de production, ou à proximité relative de ce site est déjà bien connue de l'état de la technique dans le domaine de la production de pétrole difficiles ou impossibles à transporter tels que des bruts lourds, des bruts bitumineux, etc... On peut notamment trouver de tels procédés dans les brevets des Etats-Unis d'Amérique: N° US 3 676 331, US 4 294 686, US 4 347 120, US 5 069 775.

Typiquement, les techniques et procédés de traitement de pétrole sur champ visent un objectif principal : rendre transportable un pétrole brut qui ne l'est pas, ou difficilement. Le mot transportable signifie ici transportable par "pipeline" selon la terminologie anglo-saxonne qui signifie canalisation. Certaines techniques visent à réaliser la transformation minimale (à coût minimum) pour que le pétrole traité soit simplement transportable en vue d'être raffiné dans des raffineries spéciales.

D'autres techniques visent à obtenir une amélioration suffisante de la qualité du pétrole pour qu'il puisse être raffiné dans une raffinerie conventionnelle. On peut notamment trouver une description d'une réalisation d'un tel traitement de brut lourd au Venezuela dans la revue "Oil and Gas journal" (journal sur le pétrole et le gaz), Editeur Pennwell Corporation, Tulsa, USA, du 16 juillet 2001, pages 52-55. Le traitement décrit est appliqué à un brut lourd visqueux. Il produit du coke et un brut à basse teneur en soufre sensiblement dépourvu d'asphaltènes, comprenant une coupe diesel d'indice de cétane inférieur à 42. Ce traitement est du type "à rejet de carbone" car il co-produit du coke, en quantité importante.

D'autres traitements connus comprennent une autre forme de rejet de carbone : le rejet d'asphalte (obtenu par désasphaltage de résidu sous vide), par combustion, notamment pour la récupération assistée du brut lourd, et/ou la production d'hydrogène par oxydation partielle de l'asphalte.

Le brevet précité N° US 5,069,775 décrit par ailleurs un procédé d'hydroconversion de pétrole brut lourd visqueux, typiquement avec un catalyseur liquide comprenant du molybdène en solution, utilisant du gaz naturel pour produire de l'hydrogène, afin de produire un brut fluide transporté vers une raffinerie.

De façon typique, les procédés d' "upgrading" de pétrole brut (le mot upgrading signifiant amélioration de la qualité) reflètent la philosophie technique des producteurs de pétrole : réaliser à moindre coût la transformation minimale pour rendre le pétrole :

- a) transportable, et pouvant être raffiné dans une raffinerie spéciale,
- b) éventuellement, pouvant être raffiné dans une raffinerie conventionnelle.

Les métiers du pétrole sont très compartimentés dans une compagnie pétrolière : les personnes chargées du raffinage ne s'occupent pas de production de pétrole ; de même les producteurs de pétrole sont directement concernés par le fait que leur produit soit transportable et vendable à des raffineries, mais ne sont pas impliqués dans le raffinage.

Il en résulte que l'intérêt des producteurs de pétrole pour l'upgrading" est typiquement dirigé vers les éléments qui jouent sur le prix du pétrole : la viscosité et le point d'écoulement (qui conditionnent le

transport), la densité (qui détermine la quantité produite en barils : le pétrole est vendu en barils, pas en tonnes) et la teneur en soufre qui induit des pénalités sur le prix.

Le pétrole est ainsi considéré comme une "substance globale" caractérisée par sa viscosité, son point d'écoulement, sa densité et sa teneur en soufre.

- 5 L'un des aspects spécifiques de l'invention est, selon différentes variantes, d'utiliser des charges et/ou étapes de traitement particulières pour atteindre des objectifs techniques particuliers, relatifs non seulement à la "substance pétrole" mais aussi à ses différentes fractions, sous l'angle du raffinage.

L'invention peut ainsi mettre en œuvre une ou plusieurs étapes catalytiques utilisant certains procédés

- 10 bien connus de l'état de la technique :

a) Les hydrotraitements (symboliquement désignés par le sigle HDT) de charges sans asphaltènes :

- Les hydrotraitements de distillats hydrocarbonés ou d'huile désasphaltée (charges sensiblement dépourvues d'asphaltènes) sont des procédés bien connus de l'état de la technique. Leur but principal
15 est l'élimination au moins partielle de composés indésirables, typiquement de soufre, d'azote, éventuellement de métaux tels que le fer, le nickel ou le vanadium, etc... Ils sont aussi souvent utilisés pour l'hydrogénation d'aromatiques, généralement simultanément avec la désulfuration de la charge.

- Conventionnellement, pour celles parmi les charges précitées qui comprennent des composés
20 bouillant au-dessus de 371°C, on appelle hydrotraitement un procédé dont la conversion de ces composés en composés de point d'ébullition inférieur à 371°C est inférieure ou égale à 20 % poids. Pour les procédés traitant les mêmes charges, mais avec une conversion supérieure à 20 % poids, on parlera d'hydroconversion (symboliquement désignés par le sigle HDC), ou d'hydrocraquage (symboliquement noté HDK), ces procédés étant présentés ci-après.

- 25 Les procédés d'hydrotraitement fonctionnent sous pression d'hydrogène, et utilisent des catalyseurs solides supportés, typiquement des solides granulaires ou des extrudés de dimension caractéristique (diamètre pour des billes ou diamètre équivalent (correspondant à la même section) pour des extrudés) compris entre 0,4 et 5 mm, notamment entre 1 et 3 mm, Les conditions opératoires, et en particulier la vitesse spatiale (VVH) et le rapport molaire hydrogène sur hydrocarbure (H_2/HC)
30 varient selon les coupes traitées, les impuretés présentes et les spécifications finales recherchées.

Des exemples types et non limitatifs de conditions opératoires sont donnés dans le tableau suivant :

Coupe pétrolière	Point de coupe (°C)	Vitesse spatiale (h-1)	Pression d'H ₂ (bar)	Température début de cycle (°C)	Rapport H ₂ /HC (Nm ³ /m ³)	Consommation d'H ₂ (% masse)
Naphta	70-180	4-10	5-10	260-300	100	0,05-0,01
Kérosène	160-240	2-4	15-30	300-340	150	0,01-0,02
Diesel et Gasoil	230-371	1-3	20-40	320-350	150-300	0,3-0,8
Gasoil sous vide	371-565	1-2	40-70	360-380	300-500	0,4-0,9
Huile désasphaltée	>565	0,5-1,5	50-110	360-380	500-1000	0,5-1

Les catalyseurs d'hydrotraitement comprennent typiquement un métal, ou composé d'un métal du groupe VIB et d'un métal ou composé d'un métal du groupe VIII, sur un support.

- 5 Les catalyseurs les plus courants sont composés d'un support oxyde et d'une phase active sous la forme de sulfure de molybdène ou de tungstène promu par le cobalt ou le nickel. Les formules communément employées sont les associations CoMo, NiMo et NiW pour la phase active, et l'alumine γ de grande aire spécifique pour le support. Les teneurs en métaux sont souvent de l'ordre de 9 à 15 % poids de molybdène et de 2,5 à 5 % poids de cobalt ou de nickel.

10

Certaines de ces formules catalytiques sont parfois dopées par le phosphore. D'autres supports oxydes sont employés tels que les oxydes mixtes de type silice-alumine ou titane-alumine.

Ces supports sont typiquement de faible acidité, pour obtenir des durées de cycle catalytique acceptables.

- 15 Des exemples types de catalyseurs et d'hydrotraitement, notamment de coupes diesel, gasoil ou gasoil sous vide sont les catalyseurs HR448 et HR426 de la société française AXENS.

Lorsque des traces de métaux, notamment de nickel et de vanadium sont présentes dans la charge, on utilise avantageusement un support catalytique comprenant une porosité adaptée au dépôt de ces métaux.

- 20 Un exemple d'un tel catalyseur est le HMC 841 de la société AXENS.

Pour l'hydrotraitement d'une huile désasphaltée (DAO) comprenant des métaux, on pourra par exemple utiliser un premier lit avec un catalyseur HMC 841, pour la démétallisation, puis un deuxième lit de HR 448 pour la désulfuration et la déazotation.

- 25 b) Les procédés d'hydrocraquage (symboliquement désignés par le sigle HDK) de charges sans asphaltènes:

Les procédés d'hydrocraquage sont également des procédés bien connus de l'état de la technique. Ils s'appliquent exclusivement à des charges sensiblement exemptes d'asphaltènes ou de métaux tels que le nickel ou le vanadium.

La charge d'hydrocraquage est typiquement composée de gasoil sous vide, parfois additionnée de gasoil et/ou d'huile désasphaltée (résidu sous vide désasphalté, typiquement par un solvant du groupe formé par le propane, le butane, le pentane et leurs mélanges, et de préférence le propane et le butane).

- 5 On peut également faire un hydrocraquage d'huile désasphaltée (souvent appelée "DAO" pour deasphalted oil selon la terminologie anglosaxonne, ce qui signifie huile désasphaltée). La DAO doit alors avoir une qualité suffisante : typiquement, une charge d'hydrocraquage comprend moins de 400 ppm (parties par millions en poids) d'asphaltènes, de préférence moins de 200 ppm et de façon très préférée moins de 100 ppm. Les teneurs en métaux (typiquement nickel+vanadium) d'une charge
- 10 d'hydrocraquage sont typiquement inférieures à 10 ppm, de préférence inférieures à 5 ppm, et de façon très préférée inférieures à 3 ppm.

Conventionnellement, on considère qu'une charge est sensiblement sans asphaltènes si son taux d'asphaltènes est inférieur à 400 ppm.

- 15 Typiquement la charge d'hydrocraquage est d'abord préraffinée sur un catalyseur d'hydrotraitement, typiquement différent du catalyseur d'hydrocraquage. Ce catalyseur, typiquement d'acidité inférieure à celle du catalyseur d'hydrocraquage est choisi pour sensiblement éliminer les métaux, réduire les traces d'asphaltènes, et réduire l'azote organique, qui inhibe les réactions d'hydrocraquage, jusqu'à une valeur typiquement inférieure à 100 ppm, de préférence à 50 ppm et de façon très préférée inférieure
- 20 à 20 ppm.

Les catalyseurs d'hydrocraquage sont typiquement des catalyseurs bifonctionnels ayant une double fonction : acide d'une part et hydrogénante/déshydrogénante d'autre part.

- Typiquement, le support a une acidité relativement élevée telle que le rapport d'activité hydrogénante
- 25 sur activité isomérisante H/A tel que défini dans le brevet français No 2 805 276 pages 1 ligne 24 à page 3 ligne 5, est supérieur à 8, ou de préférence supérieur à 10 ou de façon très préférée supérieure à 12, ou même supérieur à 15. Typiquement, on réalise un hydrotraitement en amont du réacteur ou de la zone d'hydrocraquage avec un catalyseur d'hydrotraitement dont le rapport H/A précité est inférieur à 8, notamment inférieur à 7.

- 30 Les catalyseurs d'hydrocraquage comprennent typiquement au moins un métal ou composé métallique du groupe VIB (tel que Mo, W) et un métal ou composé métallique du groupe VIII (tel que Ni...) déposé sur un support. Le rapport atomique du métal du groupe VIII (M_{VIII}) sur la somme des métaux des groupes VIII et VI_B, c'est-à-dire le rapport atomique $M_{VIII} / (M_{VIII} + M_{VI\ B})$, notamment pour les couples NiMo et NiW est souvent voisin de 0,25, par exemple compris entre 0,22 et 0,28.

- 35 La teneur en métaux est souvent comprise entre 10 et 30% poids.

Le métal du groupe VIII peut également être un métal noble tel que du palladium ou du platine, à des teneurs de l'ordre de 0,5 à 1 % en masse.

Le support acide peut comprendre une alumine dopée avec un halogène, ou une silice-alumine ayant une acidité suffisante, ou une zéolithe par exemple une zéolithe Y ou USY désaluminisée, ayant souvent une double distribution de pores avec un double réseau de porosité comprenant notamment des micropores de dimension comprise principalement entre 4 à 10 Å et des mésopores de dimension comprise principalement entre 60 et 500 Å. Le rapport silice/alumine de la structure de la zéolithe est souvent compris entre 6,5 et 12.

A titre d'exemple, on peut utiliser un enchaînement hydrotraitement puis hydrocraquage avec les catalyseurs HR 448 (HDT) puis HYC 642 (HDK) commercialisés par la société française AXENS. Si la charge comprend des métaux, on pourra utiliser en amont de ces deux lits catalytiques un lit de catalyseur de démétaillisation tel que le catalyseur HMC 841 également commercialisé par la société AXENS.

Des exemples de conditions opératoires pour l'hydrocraquage sont typiquement :

- vitesse spatiale VVH entre 0,3 et 2 h⁻¹,
- température entre 360 et 440 °C,
- recyclage d'hydrogène entre 400 et 2000 Nm³ par m³ de charge,
- la pression partielle d'hydrogène et la pression totale peuvent varier notablement selon la charge et la conversion recherchée. Par convention, une conversion supérieure ou égale à 20 % poids et inférieure à 42 % poids correspond à un hydrocraquage doux (noté symboliquement M-HDK); une conversion supérieure ou égale à 42 % poids et inférieure à 60 % poids correspond à un hydrocraquage moyenne pression (noté symboliquement MP-HDK); une conversion supérieure ou égale à 60% poids (et typiquement inférieure à 95% poids correspond à un hydrocraquage haute pression (noté symboliquement HP-HDK).

Par définition, la conversion est celle des produits de température d'ébullition supérieure à 371°C, en produits bouillant en dessous de 371°C.

Typiquement, la pression partielle d'hydrogène est, selon les charges, souvent comprise entre environ 2 MPa et 6 MPa pour l'hydrocraquage doux, entre environ 5 MPa et 10 MPa pour l'hydrocraquage moyenne pression, et entre environ 9 MPa et 17 MPa pour l'hydrocraquage haute pression. La pression totale est souvent comprise entre 2,6 et 8 MPa pour l'hydrocraquage doux, entre environ 7 et 12 MPa pour l'hydrocraquage moyenne pression, et entre 12 et 20 MPa pour l'hydrocraquage haute pression.

Les procédés d'hydrocraquage sont typiquement opérés en lit fixe avec des solides granulaires ou des extrudés de dimension caractéristique (diamètre pour des billes ou diamètre équivalent (correspondant à la même section) pour des extrudés) compris entre 0,4 et 5 mm, notamment entre 1 et 3 mm. On ne sortirait pas du cadre de l'invention si l'hydrocraquage était réalisé en lit mobile (lit granulaire de catalyseur typiquement sous forme d'extrudés ou de façon préférée de billes, de dimensions similaires à celles décrites pour un lit fixe.

D'autres éléments techniques relatifs à l'hydrocraquage peuvent être trouvés dans l'ouvrage de référence: "Hydrocracking Science and Technology" (Science et Technologie de l'hydrocraquage), J Scherzer et A. J. Gruia, Editeur Marcel Dekker, New-York.

- 5 c) Les procédés d'hydroconversion (symboliquement désignés par le sigle HDC) d'une charge sans asphaltènes (par exemple de type DAO) mais comprenant des quantités notables de métaux (Ni, V):
On connaît de tels procédés permettant d'atteindre des conversions (avec la même définition que pour l'hydrocraquage) supérieures à 20% poids et souvent bien supérieures (par exemple de 20 % à 50 %, ou de 50 % à 85 % poids, par exemple des procédés en lit bouillonnant. Ces procédés peuvent utiliser
10 des pressions partielles d'hydrogène variables, par exemple entre 4 et 12 MPa, des températures entre 380 et 450°C, et un recyclage d'hydrogène compris par exemple entre 300 et 1000 Nm³ par m³ de charge,

Les catalyseurs utilisés sont similaires ou de type voisin de celui des catalyseurs d'hydrotraitement ou d'hydroconversion de résidus, définis ci-après, et ont une porosité permettant d'avoir une capacité
15 notable en démétalement.

On peut par exemple utiliser un catalyseur du type HTS 358, commercialisé par la société française AXENS.

- 20 d) Les hydrotraitements de résidus (symboliquement désignés par le sigle RHDT) ou hydroconversions de résidus (symboliquement désignés par le sigle RHDC):

Les procédés d'hydrotraitement de résidus (et d'hydroconversion de résidus) sont des procédés bien connus de l'état de la technique.

- Les conditions opératoires de ces procédés sont typiquement: Vitesse spatiale horaire (ou VVH) comprise entre 0,1 et 0,5. Pression partielle H₂ entre 1 et 1,7 MPa. Recyclage d'hydrogène entre 600
25 et 1600 Nm³ par m³ de charge. Température entre 340 et 450 °C.

- Les catalyseurs des procédés en lit fixe, mobile ou bouillonnant sont le plus souvent des solides macroscopiques supportés, par exemple des billes ou extrudés de diamètre moyen compris entre 0,4 et 5 millimètres. Typiquement il s'agit de catalyseurs supportés comprenant un métal ou composé métallique du groupe VIB (Cr, Mo, W) et un métal ou composé métallique du groupe VIII (Fe, Co,
30 Ni,...) sur un support minéral, par exemple des catalyseurs à base de cobalt et molybdène sur alumine, ou de nickel et molybdène sur alumine.

Pour un hydrotraitement ou une hydroconversion en lit fixe, on peut utiliser par exemple un catalyseur d'hydrodémétalement HMC 841, puis des catalyseurs d'hydroconversion et hydrocraquage: HT 318, puis HT 328 commercialisés par la société française AXENS.

- 35 Pour un lit bouillonnant, on peut utiliser un catalyseur de type HOC 458, également commercialisés par la société française AXENS.

- Les catalyseurs des procédés en slurry sont plus diversifiés et peuvent comprendre des particules de charbon ou de lignite broyé imprégné de sulfate de fer ou d'autres métaux, du catalyseur d'hydrotraitement usé broyé, des particules de sulfure de molybdène associé à une matrice hydrocarbonée, obtenues par décomposition in situ de précurseurs tel le naphténate de molybdène etc... Les dimensions des particules sont typiquement inférieures à 100 micromètres.
- D'autres caractéristiques des procédés et catalyseurs d'hydroconversion de résidus sont données dans l'ouvrage général référencé A : "Raffinage et conversion des produits lourds du pétrole", par JF Le Page, SG Chatila, M Davidson, aux Editions Technip, Paris, 1990, dans les chapitre 4 (Conversion catalytique sous pression d'hydrogène), et chapitre 3 paragraphe 3.2.3. On pourra également se référer à l'ouvrage général référencé B : " livre 3: Procédés de transformation" de P Leprince, dans la collection "Le raffinage du pétrole" aux éditions Technip, Paris, 1998, dans le chapitre 13 (hydroconversion des résidus), ainsi qu'à l'ouvrage général: "upgrading petroleum residues and heavy oils" qui signifie : améliorer la qualité de résidus pétroliers et d'huiles lourdes, par Murray R. Gray, éditeur Marcel Dekker inc. New York, au chapitre 5.
- La production d'hydrogène à partir de gaz épuré par exemple par vaporéformage sur catalyseur au nickel puis conversion du CO à la vapeur puis purification est un procédé bien connu, décrit dans l'ouvrage référencé B précité, au chapitre 14, ou dans l'ouvrage de référence: "The desulfurization of heavy oils and residua" (La désulfuration d'huiles lourdes et de résidus), J Speight, Editeur Marcel Dekker, Inc. New-York.
- Selon l'une des variantes préférées de l'invention, on utilise, en région de production de gaz, un gaz de gisement, ou un gaz de gisement épuré G de la façon suivante:
- a) on convertit au moins une fraction G1 de ce gaz G, pour obtenir un courant d'hydrogène (H2),
 - b) on sélectionne et approvisionne, par canalisation et/ou bateau pétrolier, un pétrole brut conventionnel P1 fluide et de point d'écoulement inférieur ou égal à - 10 °C,
 - c) on réalise dans une installation (I) de traitement d'hydrocarbures, un traitement d'une charge d'hydrocarbures comprenant du pétrole P1, seul ou mélangé avec d'autres fractions, le traitement de ce pétrole P1 étant réalisé sensiblement sans rejet de carbone, et comprenant au moins une étape catalytique sur catalyseur solide supporté d'hydrotraitement (HDT,RHDT) ou d'hydroconversion (HDC,RHDC) ou d'hydrocraquage (HDK) d'une fraction au moins du pétrole P1, cette fraction comprenant majoritairement des composés de point d'ébullition supérieur à 343°C, cette étape utilisant une fraction au moins du courant H2,
- pour produire au moins un pétrole préraffiné P_A comprenant des composés issus de cette étape, ce pétrole P_A étant destiné à être raffiné dans une raffinerie distincte et distante de l'installation (I).
- Un pétrole conventionnel fluide (défini plus loin dans la présente description) a des caractéristiques intrinsèques qui le classent dans la catégorie des pétroles facilement transportables Sa viscosité est

basse. Son point d'écoulement est inférieur à 0°C, souvent à - 10°C, souvent inférieur à - 12°C, typiquement inférieur à - 14 °C ou parfois inférieur à - 16°C ou à - 18°C, ou même à - 20°C.

Réaliser un traitement de préraffinage sur un tel pétrole, qui a déjà été transporté par canalisation (comme un pétrole conventionnel, c'est-à-dire, selon l'invention, sans dilution/séparation/recyclage d'un diluant comme il est parfois pratiqué pour transporter des pétroles bruts lourds ou huiles lourdes) ou qui a été déjà transporté par bateau pétrolier, est étonnant car ce pétrole peut être facilement envoyé directement vers une raffinerie de pétrole. Si les techniques d'upgrading de pétrole lourd visqueux (ou de traitement de pétroles ayant des points d'écoulement supérieurs à 0°C) peuvent théoriquement être appliquées à un tel brut conventionnel, il n'y a pas de motivation d'un tel traitement par rapport à l'envoi direct de ce pétrole en raffinerie pour la personne du métier de la production de pétrole. La personne du métier de la production de pétrole cherche en effet typiquement à réaliser le traitement minimal pour que le pétrole soit transportable et vendable.

Ceci peut être constaté à la lecture de différents brevets, et par exemple du brevet précité No US 5 069 775. Le procédé décrit est dit applicable à des pétroles bruts pouvant avoir une densité API comprise entre - 5 et 35, ce qui inclut des pétroles relativement légers mais ne dit pas que ces pétroles comprennent des pétroles aisément transportables. On connaît en effet des pétroles légers ayant une densité API supérieure à 30 et qui ont un point d'écoulement à une température positive qui peut poser des problèmes notables de transport. A titre d'exemples, le pétrole libyen " Es Sider" a une densité API de 37 et un point d'écoulement de +7°C les pétroles bruts du Gabon "Gamba" et "Mandji blend" (Mélange Mandji) ont respectivement une densité API de 31,4 et 30,1 mais un point d'écoulement respectivement de 32°C et 9°C; Au contraire, il est indiqué dans le brevet précité que le champ de l'invention est l'upgrading de bruts lourds visqueux, et que le procédé est particulièrement bien adapté au traitement de pétroles lourds et d'huiles résiduelles. La première revendication de ce brevet décrit un traitement "pour obtenir un pétrole fluide puis transporter ce pétrole dans une raffinerie au moins par un transport par une canalisation". Le traitement n'est réalisé que sur une fraction du pétrole initial, afin de réaliser un traitement minimal suffisant pour assurer la fluidité du pétrole de sortie. Seul le paramètre viscosité du pétrole produit est mentionné, et la composition du pétrole produit, ou les propriétés de ses fractions ne sont pas mentionnées. Le catalyseur utilisé est un additif liquide, pour minimiser le coût du traitement (typiquement, de tels procédés sont moins coûteux que les procédés utilisant des catalyseurs solides macroscopiques supportés, mais moins efficaces pour la désulfuration).

L'utilisation de méthane de basse valeur pour la production d'hydrogène est mentionnée, mais n'apparaît pas comme la motivation du traitement, mais simplement comme un moyen technique annexe utilisable avantageusement dans le contexte d'un projet de production de pétrole difficile à transporter. Ce brevet est assez caractéristique de la philosophie technique et économique des personnes de la production de pétrole qui cherchent à obtenir un pétrole commercialisable, par des moyens simples, d'investissement minimal, caractéristiques d'opérations sur champ de pétrole.

Par ailleurs, pour un pétrole conventionnel fluide et de bas point d'écoulement, la logique technique est de réaliser directement le raffinage dans une raffinerie conventionnelle, et non de "s'arrêter en chemin" pour produire un pétrole intermédiaire devant être transporté à nouveau pour être raffiné en raffinerie de pétrole.

5 On a trouvé au contraire, selon l'invention, que le traitement d'un pétrole conventionnel fluide, transporté sans diluant présente, vis-à-vis des objectifs recherchés, des avantages importants par rapport à l'upgrading traditionnel d'un pétrole brut lourd difficilement transportable:

- Par des simulations et modélisations d'installations pour différentes charges et procédés de traitement de résidus, on a trouvé de façon surprenante que, en vue de produire une quantité donnée
10 de pétrole amélioré réduisant les excédents de fioul soufré lors du raffinage ultérieur, l'investissement nécessaire est notablement plus faible pour un brut conventionnel. Ceci provient de différentes raisons qui souvent se conjuguent:

- Les pétroles bruts lourds sont typiquement des pétroles bruts non matures ayant des quantités de résidu sous vide élevé et ont très généralement des teneurs en métaux (Ni, V) très élevées qui
15 réduisent fortement l'activité des catalyseurs supportés.

- La composition typiquement très aromatique d'un pétrole brut lourd produit, après hydroconversion des fractions diesel d'indice de cétane assez bas typiquement inférieur à 49, et souvent à 45 voire 42, qu'il serait difficile et coûteux d'améliorer pour les transformer en bases de carburant diesel.

- De plus, les bruts lourds comprennent souvent un gasoil sous vide en quantité limitée par rapport au
20 résidu sous vide. Or on a trouvé selon l'invention que la quantité de gasoil sous vide, ou de gasoil sous vide additionné d'huile désasphaltée était un paramètre important dans un projet d'upgrading au niveau technique et économique. Ces coupes désasphaltées sont en effet des précurseurs de produits hautement valorisables qui peuvent être convertis avec un investissement moins élevé qu'un résidu sous vide.

25 - Le taux d'asphaltènes du résidu sous vide, souvent très élevé avec les bruts lourds est également apparu comme un paramètre important, notamment vis-à-vis des schémas de traitement possibles.

- Par ailleurs la production d'un brut lourd (typiquement produit à partir d'un nombre élevé de puits éloignés les uns des autres), et son acheminement vers l'installation de traitement conduisent à des investissements et des dépenses énergétiques élevées.

30 Typiquement, on sélectionne un pétrole brut conventionnel fluide selon l'invention, qui a un rapport massique $J = (GO + VGO) / (GO + VGO + R)$ supérieur à 0,45, notamment supérieur à 0,50, de façon préférée supérieur à 0,54, ou même à 0,58 et de façon très préférée supérieur à 0,62. Conventionnellement, GO représente le pourcentage massique (chiffre compris entre 0 et 100), par rapport au pétrole, de la fraction du pétrole bouillant (selon la distillation TBP, des points d'ébullition
35 vrais) entre 343 et 371°C. VGO représente le pourcentage massique de la fraction du pétrole bouillant entre 371°C et 565°C, et R est le pourcentage massique du résidu sous vide (bouillant à une

température supérieure ou égale à 565°C) dans ce pétrole. Le paramètre J est un indicateur du pourcentage des fractions lourdes qui n'est pas résiduelle.

Le paramètre $H = VGO + R(100 - 2xAs)/100$, dans lequel As est le taux massique (chiffre entre 0 et 100) d'asphaltènes dans le résidu sous vide est également important. Ce paramètre est un indicateur de la fraction lourde huileuse non asphalténique pouvant être valorisée plus facilement. De préférence H est supérieur à 35, notamment supérieur à 0,38, de façon préférée supérieur à 0,41 et de façon très préférée supérieur à 0,45.

Le pétrole brut conventionnel fluide sélectionné a par ailleurs de préférence un taux d'asphaltènes As de son résidu sous vide inférieur à 11 % poids, ou à 10 % poids, ou inférieur à 9 % poids, souvent inférieur à 8 % poids et de façon très préférée inférieure à 7 % poids. Ce taux est corrélé avec la difficulté de traitement du résidu sous vide, liée à la quantité d'asphaltènes.

Considérons le paramètre $L = VGO + R(100 - 2xAs)/100 \times (10/As)^{1/3}$, dans lequel As est le taux massique d'asphaltènes du résidu sous vide (chiffre entre 0 et 100), en prenant $As = 6$ si la valeur de As est inférieure à 6. Ce paramètre est un indicateur corrigé du paramètre H.

L est de préférence supérieur à 0,33, ou à 0,35, ou à 0,37, ou à 0,39, ou à 0,41, ou à 0,43, ou à 0,45 ou à 0,47.

Le taux d'asphaltènes du pétrole conventionnel fluide sélectionné lui-même (et non plus son résidu) est par ailleurs souvent inférieur à 5 % poids et de préférence à 3,3 % poids et de façon très préférée inférieur à 2,2 % poids.

De préférence, on choisit un pétrole P1 dont la quantité de métaux (Ni+V) dans le résidu sous vide est inférieure à 800 ppm poids, notamment à 700 ppm, ou à 550 ppm, ou à 400 ppm, ou à 300 ppm, ou à 200 ppm et de préférence inférieure à 150 ppm ou même à 100 ppm, de façon très préférée inférieure à 80 ppm.

On décrit ci-après d'autres variantes de l'invention qui peuvent être utilisées avantageusement avec des pétroles conventionnels fluides, mais également avec tous autres types de pétrole, incluant des pétroles lourds, et également avec des résidus pétroliers.

Selon une autre variante de réalisation de l'invention, on réalise un traitement comprenant :

- une étape initiale comprenant un fractionnement, pour obtenir une fraction F sensiblement exempte d'asphaltènes et comprenant majoritairement des composés de point d'ébullition supérieur à 371°C,
 - au moins une étape d'hydroconversion (HDC) ou d'hydrocraquage (HDK) d'une partie au moins de la fraction F, avec une conversion des composés de point d'ébullition supérieur à 371°C au moins égale à 42 % poids, notamment supérieure à 48 % poids, souvent supérieure à 52 % poids et par exemple supérieure à 60 % poids.
- De façon préférée, on choisit une pression d'hydrocraquage suffisante (ce qui augmente l'indice et le nombre de cétane des distillats produits), l'on incorpore dans les fractions composant le pétrole préaffiné P_A une fraction suffisante des effluents d'hydrocraquage, et éventuellement on incorpore

dans le pétrole P_A une fraction diesel de distillation directe issue de P1, après hydrotraitement (HDT) à une pression suffisante, de telle sorte que le pétrole préraffiné P_A comprend une fraction diesel d'indice de cétane au moins égal à 48, ou 49, ou 50, souvent d'au moins 51 ou même 52. De façon préférée, notamment si le pétrole P_A est destiné au marché européen, l'indice de cétane de la fraction diesel de ce pétrole peut être supérieur à 51 et par exemple compris entre 52 et 70.

Une telle utilisation d'un hydrocraquage, notamment d'un hydrocraquage à moyenne ou haute pression est étonnante dans un projet d'upgrading: Un hydrocraqueur est une unité "haut de gamme", souvent l'unité la plus coûteuse d'une raffinerie, que de nombreuses raffineries ne peuvent acquérir. La caractéristique de l'hydrocraquage est, en raffinerie, de produire des coupes diesel et/ou kérosène et/ou des bases d'huiles avec une très haute qualité. Ceci est typiquement étranger à la philosophie technique de l'upgrading selon l'art antérieur.

Selon une autre variante caractéristique pour la réalisation de l'invention, on effectue une étape de désasphaltage d'une partie au moins du résidu sous vide de la charge hydrocarbonée ou du brut P1, pour obtenir un courant d'huile désasphaltée DAO, ainsi qu'un courant d'asphalte As, et l'on mélange une partie au moins de ce courant As avec au moins un courant hydrocarboné de mélange typiquement issu directement de la charge ou après traitement(s) au moins en partie, pour produire (après séparation éventuelle de certaines fractions du mélange) un pétrole reconstitué, ou pétrole raffiné.

Selon une disposition particulière,

a) les conditions du mélange, et notamment la quantité relative du courant de mélange par rapport à la quantité d'asphalte As et la composition du courant de mélange, sont choisies pour que le résidu sous vide de ce pétrole reconstitué ou raffiné ait un taux d'asphaltènes notablement supérieur à celui du résidu sous vide alimentant l'unité de désasphaltage.

Le résidu sous vide du pétrole reconstitué peut avoir un taux d'asphaltènes augmenté d'au moins 18 % par rapport au taux d'asphaltènes du résidu sous vide envoyé au désasphaltage, souvent augmenté d'au moins 22 %, ou même d'au moins 26 %, de façon préférée d'au moins 30 % et de façon très préférée d'au moins 35 % par rapport au taux d'asphaltènes du résidu sous vide initial.

Typiquement, on choisit le pétrole brut A1 et/ou la charge hydrocarbonnée pour que le taux d'asphaltènes du résidu sous vide initial par exemple le résidu sous vide du brut A1, ou celui de la charge soit inférieur à 12 % poids, souvent à 11 % poids, de façon préférée à 10 % poids ou à 8 % poids et de façon très préférée à 7 % poids, par exemple compris entre 0,5 et 6,5 % poids.

Le taux d'asphaltènes du résidu sous vide du brut reconstitué peut être selon les cas, supérieur à 8 % poids, généralement à 10 % poids, souvent à 11 % poids. De façon préférée il est compris entre 12 % poids et 25 % poids et de façon très préférée entre 13 % poids et 20 % poids. On réalise ainsi une concentration importante des asphaltènes, ce qui réduit le volume de résidu soufré.

Le résidu sous vide envoyé au désasphaltage peut comprendre des composés ayant subi un craquage, par exemple un craquage thermique sous pression d'hydrogène ou un hydrotraitement. Typiquement,

de façon préférée, ce résidu sous vide est un résidu vierge, comprenant des asphaltènes vierges, n'ayant pas subi, pour sa plus grande partie au moins, ou en totalité, d'opération de traitement chimique ou de craquage antérieur.

Le courant de mélange peut comprendre avantageusement une fraction de teneur en soufre notablement réduit par rapport à celle de la DAO initiale, par exemple une partie ou la totalité de la DAO elle-même, après hydrotraitement et/ou hydroconversion et/ou hydrocraquage, en lit fixe, mobile, ou bouillonnant, comme décrit à propos de la figure 4. Il peut aussi comprendre une partie du résidu sous vide initial, ou un courant de pétrole brut (ou une fraction de pétrole brut), notamment si ce pétrole brut a un résidu sous vide dont la teneur asphaltènes est inférieure à 11 %, ou 10 %, ou 9 %, ou de façon préférée 8 % et très préférée 7 %. Typiquement le ou les courants de mélange comprennent un résidu sous vide de teneur en soufre inférieure à 1.25 % poids, ou à 1 % poids et de préférence inférieure à 0,8 ou même à 0,6 % poids. Cette reconstitution d'un pétrole avec concentration d'asphaltènes peut être réalisée sur la totalité ou sur seulement une fraction du résidu sous vide de la charge ou du pétrole P1.

Un tel schéma de traitement de résidu est décrit à la figure 4.

Selon une autre variante particulière selon l'invention, décrite à la figure 5, le traitement du résidu R comprend le désasphaltage (SDA) d'une partie du résidu, l'hydrotraitement (RHDT) ou l'hydroconversion (RHDC) d'une autre partie du résidu, et le mélange d'une partie au moins de l'asphalte issu du désasphaltage, et d'une partie au moins de l'effluent d'hydrotraitement ou d'hydroconversion pour obtenir un brut préraffiné P_B. Ce brut préraffiné peut aussi comprendre une partie du résidu initial et/ou un autre brut ou une fraction d'un autre brut. Ce schéma de traitement est notamment intéressant lorsque le résidu sous vide initial, ou la fraction résidu sous vide du résidu R a une teneur en asphaltènes relativement élevée telle que de 8 % poids à 20 % poids, ou de 9 % poids à 18 % poids, notamment de 10 % poids à 18 % poids, ou de 11 % poids à 16 % poids et typiquement de 12 % poids à 16 % poids. Dans ce cas, une réduction d'asphaltènes par hydroconversion permet de pouvoir par ailleurs concentrer d'autres asphaltènes sans dépasser un taux trop important. La proportion de résidu hydroconverti est par exemple comprise entre 15 et 75 % poids, souvent entre 20 et 65 % poids.

30

Selon une autre variante caractéristique de l'invention, l'installation (I) de traitement d'hydrocarbures selon l'invention produit au moins deux pétroles séparés P_A et P_B, typiquement destinés à être envoyés séparément vers une ou plusieurs raffineries de pétrole par canalisation et/ou bateau pétrolier.

Généralement, ces deux pétroles sont destinés à être transportés séparément par bateaux pétroliers sur des distances excédant 1000 km, ou même 1500 km, et généralement vers des raffineries différentes. Ceci permet, en utilisant des compositions différentes pour les deux pétroles, d'améliorer leur valorisation globale. Ainsi, par exemple, un pétrole riche en kérosène a généralement une valorisation

élevée aux Etats-Unis d'Amérique ; un pétrole riche en coupe diesel à haut indice ou nombre de cétane a généralement une valorisation élevée en Europe, alors que cette caractéristique est moins importante aux Etats-Unis d'Amérique.

Un pétrole comprenant un résidu sous vide soufré en quantité notable est généralement mieux
5 valorisé en Extrême-Orient qu'en Europe.

Typiquement, l'un des deux pétroles diffère de l'autre d'au moins 10 %, souvent 15 %, et généralement 20 % pour l'un au moins des paramètres suivants : pourcentage poids de kérosène, pourcentage poids de coupe diesel, pourcentage poids de Résidu sous vide ayant plus de 1,25 % poids de teneur en soufre.

10 Généralement, l'un des deux pétroles comprend une coupe diesel dont l'indice de cétane CI est supérieur d'au moins 2 points, souvent 3 points et généralement 4 points à celui de l'autre pétrole.

- Selon un premier mode de réalisation, l'un des deux pétroles P_A est exempt de résidu sous vide ayant plus de 1,5 % poids de soufre, souvent exempt de résidu ayant plus de 1,25 % poids de soufre, ou même plus de 1 % poids, ou de préférence plus de 0,8 % poids de soufre, alors que l'autre pétrole P_B

15 comprend un résidu sous vide de teneur en soufre S_{RB} supérieure à 1,25 % poids, et typiquement supérieure à 1,5% poids. P_A peut ainsi comprendre un résidu sous vide de teneur en soufre inférieure ou égale à 1 % poids.

- Selon un mode de réalisation particulier du mode précédent, le pétrole P_A est un pétrole sensiblement dépourvu d'asphaltènes (moins de 400 ppm conventionnellement), ou même de résidu

20 sous vide de température d'ébullition supérieure ou égale à 371°C. Si P_A comprend un résidu sous vide, celui-ci est typiquement de teneur en soufre S_{RA} inférieure à 0,4 % poids, souvent inférieure à 0,2 % poids par exemple inférieure à 0,1 % poids ou même à 100 ppm poids.

Les rapports des pourcentages massiques des deux pétroles en Kérosène et/ou coupe diesel vérifient alors souvent l'une ou plusieurs des inégalités suivantes :

25 $\frac{K_A}{K_B} > 1,1$ (ou 1,15, ou 1,2, ou 1,3, ou 1,4)

$\frac{D_A}{D_B} > 1,1$ (ou 1,15 ou 1,2, ou 1,3, ou 1,4)

$CI_A - CI_B > 2$ (ou 3, ou 4, ou 5),

30 dans lesquelles K_A et K_B désignent les pourcentages poids de kérosène dans les pétroles P_A et P_B , D_A et D_B les pourcentages poids de coupe diesel dans les pétrole P_A et P_B , et CI_A et CI_B les indices de cétane des coupes diesel des pétroles P_A et P_B .

Cette différence d'indice de cétane peut être obtenue en incorporant au brut P_A une plus grande quantité relative de coupe diesel d'hydrocraquage, notamment d'hydrocraquage à pression élevée,

35 lorsque l'installation (I) comprend un hydrocraqueur que. Elle peut également être obtenue en incorporant au brut P_A une coupe diesel hydrotraitée plus profondément par exemple avec une vitesse spatiale (VVH) plus faible ou une pression plus élevée. Le rapport massique entre le pétrole P_A et le pétrole P_B peut varier par exemple entre 0,6 et 6, souvent entre 1,2 et 5, notamment entre 1,5 et 4,5.

Selon une autre variante caractéristique de l'invention, la charge hydrocarbonée de l'installation (I) comprend un résidu de raffinage Ro, typiquement approvisionné par bateau pétrolier et venant par exemple de raffineries éloignées de plus de 1000 ou même 1500 km, par exemple de raffineries, excédentaires en fioul soufré, de la Communauté Economique Européenne.

- 5 Un tel résidu Ro comprend typiquement au moins 30 % poids, ou 40 % poids, ou même 50 % poids de résidu sous vide de raffinerie, de façon préférée de résidu sous vide vierge, c'est à dire de résidu sous vide de distillation directe. Un tel résidu, qui n'a pas été craqué dans une unité de viscoréduction, ou autre, est une meilleure charge pour une transformation au moins partielle en pétrole selon l'invention. Le transport d'un résidu de raffinerie dans une zone de production de gaz, pour
10 transformer ce résidu en pétrole est une variante permettant de réduire directement les excédents de fioul soufré.

- Le résidu Ro peut également comprendre des coupes aromatiques provenant d'une unité de craquage catalytique en lit fluide (souvent appelée FCC) de la raffinerie (bouillant typiquement entre 220 et 550°C, notamment entre environ 220°C et 343°C (coupe appelée LCO) ou entre environ 340°C et
15 550°C (coupe appelée HCO).

- Le résidu peut aussi comprendre selon l'invention, un diluant léger tel que du naphta ou du kérosène, afin d'abaisser sa viscosité et de pouvoir le transporter dans un bateau pétrolier conventionnel, sans nécessiter un chauffage ou maintien à une température supérieure à 40°C, ou même 30°C, de façon préférée sans chauffage notable de ce résidu au cours de son transport, et de façon très préférée sans
20 aucun chauffage.

Le résidu Ro peut notamment comprendre :

- de 30 à 80 % poids, et souvent de 40 à 70 % poids de résidu sous vide de distillation directe en raffinerie,
- de 0 à 50 % poids, et souvent de 10 à 40 % poids de coupes aromatiques de craquage catalytique
25 (LCO/HCO),
- de 0 à 30 % poids, et souvent de 5 à 20 % poids de diluant composé typiquement par une coupe de raffinerie bouillant en dessous de 340°C.

- Les étapes catalytiques: HDT, HDC, HDK (incluant les variantes d'hydrocraquage doux, moyenne
30 pression et haute pression) sont selon l'invention toujours réalisées sur catalyseur solide supporté macroscopique, ce terme s'appliquant, par convention selon l'invention, à des solides granulaires ou des extrudés de dimension caractéristique (diamètre pour des billes ou diamètre équivalent (correspondant à la même section) pour des extrudés) compris entre 0,4 et 5 mm, notamment entre environ 0,8 et 3 mm. Ces catalyseurs comprennent au moins un métal, ou composé d'un métal du
35 groupe VIB (comprenant le molybdène et le tungstène) et au moins un métal ou composé d'un métal du groupe VIII (comprenant le nickel). Ceci exclut donc les catalyseurs utilisés en slurry qui ont

typiquement des dimensions caractéristiques inférieures ou égales à environ 100 micromètres, et qui souvent ne comprennent pas l'association de métaux des groupes précités.

Les procédés de traitement de résidus (RHDT, RHDC) peuvent être employés aussi bien avec des catalyseurs solides supportés macroscopiques comprenant au moins un métal, ou composé d'un métal du groupe VIB et d'un métal ou composé d'un métal du groupe VIII, que avec des catalyseurs utilisés en slurry. Cependant il est préférable selon l'invention d'utiliser également exclusivement des catalyseurs solides de type macroscopique, comprenant au moins un métal, ou composé d'un métal du groupe VIB et au moins un métal ou composé d'un métal du groupe VIII, qui typiquement ont une meilleure activité en désulfuration que les catalyseurs utilisés en slurry, et ne posent pas de problèmes importants de teneur en solide dans le ou les pétroles P_A et/ou P_B produits selon l'invention. Par ailleurs ils produisent typiquement moins de gaz.

Les différentes variantes de l'invention seront explicitées plus complètement à partir des figures annexées :

15 - la figure 1 représente un exemple d'installation de traitement d'une charge d'hydrocarbures pour l'utilisation d'une charge d'hydrocarbures pour l'utilisation de gaz de gisement épuré selon l'invention. L'installation est alimentée par une charge C comprenant trois composantes : un pétrole brut P_1 alimenté par la ligne 1, typiquement un pétrole conventionnel fluide et transportable ; un pétrole brut P_2 , éventuellement conventionnel fluide et transportable, ou bien un pétrole brut plus lourd, visqueux et/ou de point d'écoulement élevé, et donc difficilement ou non transportable par une canalisation non chauffée ; enfin, un résidu R_o de raffinerie alimenté par la ligne 3.

Ces trois composantes de la charge sont traitées séparément ou en mélange dans l'unité 100. Cette unité est typiquement une distillation à pression sensiblement atmosphérique, ou un fractionnement plus sommaire (distillation simplifiée à nombre d'étages restreint). Selon une variante, la charge C, peut être précraquée, en totalité ou en partie (par exemple après élimination de fractions légères), dans l'unité 100. Ce craquage préalable peut comprendre :

- a) un craquage thermique sous pression d'hydrogène (procédé connu sous le nom d'hydroviscoréduction), ou bien :
- 30 b) un craquage en présence d'un diluant donneur d'hydrogène, typiquement appelé DDH, et composé typiquement d'une coupe aromatique préalablement hydrogénée, ou bien :
- c) une hydroconversion dans un réacteur en slurry.

La variante préférée, pour l'unité 100 est un simple fractionnement en deux étapes, sans précraquage :

- distillation ou fractionnement simplifié en à pression sensiblement atmosphérique, puis,
- 35 - distillation sous vide.

L'unité 100 produit typiquement :

un gaz comprenant des hydrocarbures ayant de 1 à 4 atomes de carbone typiquement traité en aval pour récupérer des fractions liquides : propane et butane, évacué par la ligne 4 ; un naphta (N) évacué par la ligne 5 ; une coupe kérosène/diesel (K/D) évacuée par la ligne 6 ; une coupe gasoil, ou gasoil atmosphérique (GO) évacuée par la ligne 7 ; une coupe de gasoil sous vide (VGO) évacuée par la ligne 8 ; un résidu sous vide R1, évacué par la ligne 12 ; une coupe aromatique (LCO/HCO) provenant du résidu Ro, évacuée par la ligne 13.

Les coupes kérosène, diesel et gasoil atmosphérique (définies plus loin dans la description, sont hydrotraitées (HDT) dans l'unité 200. La coupe kérosène/diesel hydrotraitée est évacuée par la ligne 201, une fraction pouvant être prélevée par ligne 202 pour être vendue comme produit raffiné, par exemple du gazole moteur.

La fraction de gasoil atmosphérique (GO), est évacuée après hydrotraitement par la ligne 203, une partie de ce gasoil hydrotraité pouvant être prélevé par la ligne 204 pour être vendue comme fioul domestique ou huile de chauffage. D'autres fractions peuvent également être hydrotraitées dans l'unité 200, comme du naphta (N) alimenté par les lignes 9 puis 6, ou du gasoil sous vide (VGO) alimenté par la ligne 11. L'unité d'hydrotraitement (de distillats) 200 est par ailleurs alimentée en hydrogène par la ligne 502, cet hydrogène étant produit à partir de gaz de gisement (ou de gaz de gisement épuré). De façon générale, une unité d'hydrotraitement 200 peut comprendre des hydrotraitements communs, ou séparés, pour chacune des coupes traitées.

Sur la figure 1, on a représenté deux lignes de sortie 201 et 203, correspondant à deux hydrotraitements séparés. On pourrait également hydrotraiter séparément le kérosène, pour notamment vendre une fraction de ce kérosène comme produit raffiné, ou au contraire hydrotraiter tous les distillats en mélange dans une unité d'hydrotraitement commune.

Le gasoil sous vide (VGO) est évacué de l'unité 100 par la ligne 8, et alimente, au moins en partie, l'unité 300 de traitement de distillats lourds. Cette unité peut aussi traiter une fraction de gasoil atmosphérique (GO) alimentée par les lignes 10 puis 8. Elle peut également traiter une fraction d'huile désasphaltée (DAO) alimentée par les lignes 401 puis 8. L'unité 300 peut être une unité d'hydrotraitement (HDT), ou, selon une variante préférée de l'invention une unité d'hydrocraquage (HDK), selon l'une des variantes précitées.

De façon très avantageuse, un hydrotraitement (HDT) est réalisé préalablement à l'hydrocraquage. L'unité 300 est alimentée en hydrogène par la ligne 503, cet hydrogène étant typiquement produit à partir de gaz de gisement. Les effluents de l'unité 300 sont évacués par la ligne 301.

Typiquement, lorsqu'on utilise un hydrocraquage à pression suffisamment élevée, telle que 8 MPa, ou 10 MPa ou de façon préférée 12 MPa, ou de façon très préférée 15 MPa, les effluents de l'unité 300 comprennent une coupe diesel dont le nombre de cétane et l'indice de cétane sont supérieurs à 52, souvent à 54, de façon préférée à 56, et très préférée à 60.

Le résidu R1, évacué de l'unité 100 par la ligne 12 alimente l'unité 400 de traitement de résidus. Typiquement, R1 est un résidu sous vide, ou un résidu comprenant du gasoil sous vide (VGD) ou du

THIS PAGE BLANK (USPTO)

production, comprenant par exemple une étape d'oxydation partielle ou utilisant le procédé autotherme).

Les figures 2 à 6 représentent des variantes d'installation ou de parties d'installation selon l'invention et utilisent les mêmes numérotations de lignes ou d'unités que celles de la figure 1.

La figure 2 représente une installation de traitement d'hydrocarbures selon l'invention avec un schéma particulier de réalisation de l'unité 100 de traitement initial de la charge. L'unité 100a est une unité de fractionnement de type distillation dite atmosphérique, par exemple à une pression de tête de colonne comprise entre 0,105 et 0,18 MPa, à nombre d'étages de séparation de préférence limité, par exemple entre 2 et 10 plateaux théoriques ou même entre 2 et 6 plateaux théoriques. On peut utiliser un stripage à la vapeur important, supérieur par exemple à 40 % poids ou 60 % poids ou même à 100 % poids par rapport au produit de fond de colonne, ce débit de stripage et la température de fond de la colonne 100a étant choisis pour obtenir au moins un distillat de point final (ASTM) supérieur à 380°C, par exemple compris entre 390 et 470°C, notamment entre 400 et 460°C. Ce distillat comprend donc des fractions de type gasoil sous vide léger (LVGO) bouillant entre 371 et 460°C, qui peuvent être évacuées par la ligne 6a, en mélange avec d'autres fractions telles que kérosène (K), diesel (D) et gasoil atmosphérique (GO). Le distillat global est alors hydrotraité, de préférence en mélange, dans l'unité 200. Le produit de fond de la colonne 100a circule dans la ligne 12a, est subdivisé entre une fraction alimentant une colonne de distillation sous vide 100b, et une fraction non soumise à distillation sous vide, contournant l'unité 100b par la ligne 12b pour être mélangée avec le produit de fond de l'unité 100b (résidu sous vide). Le mélange R1 en résultant, et comprenant typiquement le résidu sous vide et une partie relativement lourde du gasoil sous vide, est alors envoyé vers l'unité 400. Typiquement, pour l'installation de la figure 2, l'unité 400 est une unité d'hydroconversion en lit fixe, mobile, bouillonnant ou en slurry, et de préférence une unité d'hydroconversion en lit(s) fixe(s) ou bouillonnant(s). Le gasoil sous vide relativement lourd séparé en tête de colonne 100b est hydrodésulfuré puis hydrocraqué dans l'unité 300, par exemple à moyenne pression comprise entre 7 et 12 MPa, ou à plus haute pression comprise entre 12 et 20 MPa pour obtenir une conversion en produits bouillant en dessous de 371°C comprise entre 42 et 94 % poids notamment entre 45 et 85 % poids, et par exemple entre 50 à 80 % poids par rapport à la charge hydrocraquée. Selon une variante, toute le produit de fond de la colonne 100a est envoyé vers la distillation sous vide 100b. Selon une autre variante, de 10 à 90 % notamment de 20 à 80 %, ou de 30 à 70 % et par exemple de 40 à 60 % poids du produit de fond de la colonne 100a contourne la colonne de distillation sous vide 100b. La distillation sous vide est alors alimentée par le solde, soit de 10 à 90 %, 20 à 80 %, 30 à 70 %, ou 40 à 60 % poids du produit de fond de la colonne 100a. L'installation de la figure 2 permet d'ajuster la quantité de charge hydrocraquée à la quantité nécessaire à un objectif visé, par exemple la quantité de coupe diesel globale et/ou l'indice ou le nombre de cétane

minimum recherché, en liaison avec les autres paramètres (niveau de conversion et pression de l'hydrocraquage)

La figure 3 représente un exemple d'unité 300 de traitement de gasoil sous vide comprenant :

- une unité 300a d'hydrocraquage (typiquement après hydrotraitement), alimentée par la ligne 8a par
- 5 une charge comprenant un gasoil sous vide relativement léger (LVGO) ou un mélange (LVGO + VGO),
- une unité 300b d'hydrotraitement ou d'hydrocraquage doux (conversion 20 à 42 % poids) d'une charge alimentée par la ligne 8b, et comprenant un gasoil sous vide relativement lourd (HVGO) ou un mélange (HVGO + VGO), ces charges pouvant être additionnées d'huile désasphaltée (DAO)
- 10 alimentée par la ligne 31. La proportion de la charge globale de l'unité 300 qui alimente l'unité 300a peut varier par exemple entre 20 et 80 % , ou entre 30 et 70 % poids. Les unités 300a et 300b peuvent également être alimentées avec la même charge, par exemple de VGO.

Les unités sont alimentées en hydrogène par les lignes 503a et 503b, et leurs effluents circulent dans les lignes 301a et 301b, pour par exemple être mélangées en aval et rentrer dans la composition du

15 pétrole P_A.

Ce schéma permet de réserver à l'hydrocraquage une charge relativement légère plus facile à hydrocraquer, et de réaliser un hydrotraitement et/ou un hydrocraquage modéré, plus facile à obtenir, sur la charge relativement lourde (qui peut avoir par exemple un point initial (méthode ASTM) plus élevé de 15 à 110°C que celui de la charge relativement légère).

- 20 La figure 4 représente une association d'une variante d'unité 400 de traitement d'un résidu R₁, comprenant une unité 400a de désasphaltage au solvant (propane, butane, pentane, hexane ou l'un de leurs mélanges, ou autre), avec une unité 300c de conversion de l'huile désasphaltée produite (DAO). De préférence, l'unité 300c réalise non seulement un hydrotraitement, mais également une hydroconversion de la charge de DAO, en lit fixe ou de préférence en lit bouillonnant. Par exemple,
- 25 la conversion en produits bouillant en dessous de 371°C peut être comprise par exemple entre 30 et 80% poids, ou entre 40 et 70 % poids par rapport à la charge de DAO. Le craquage peut être un hydrocraquage (HDK) ou un hydrocraquage doux (M-HDK), après hydrotraitement, ou une hydroconversion (HDC), par exemple en lit bouillonnant. Cette hydroconversion peut être réalisée à pression moyenne (par exemple entre environ 5 et 12 MPa). L'effluent hydroconverti de l'unité 300c
- 30 circule dans les lignes 301c puis 303, pour être mélangé avec l'asphalte, évacué de l'unité 400a par les lignes 403a, puis 403. Une fraction du résidu initial R₁ (par exemple entre 5 et 50 % poids) peut aussi contourner le désasphaltage par la ligne 12d et être incorporé au mélange. Une fraction de l'effluent de l'unité 300c (par exemple entre 5 et 60 % poids) peut également être évacuée par la ligne 304, par exemple pour être incorporée au pétrole P_A. La conversion notable de la DAO conduit à
- 35 réduire la proportion d'huile non craquée dans le mélange final, et réalise une concentration des asphaltènes dans le résidu final (typiquement du pétrole P_B), comme il a déjà été dit, notamment pour des résidus à teneur en asphaltènes modérée.

La figure 5 représente une unité de traitement de résidu comprenant également une unité de désasphaltage 400a, mais également une unité 400b d'hydrotraitement de résidus (RHDT), ou d'hydroconversion de résidus (RHDC). Une fraction du résidu R1 (par exemple comprise entre 25 et 75 % poids, ou entre 30 et 70 % poids) alimente l'unité 400b par la ligne 12e, l'effluent étant évacué par la ligne 403b. La fraction du résidu R1 alimentant l'unité 400a de désasphaltage peut typiquement être comprise entre 25 et 75 % poids, ou entre 30 et 70 % poids. Une fraction complémentaire, typiquement comprise entre 0 et 50 % poids peut éventuellement contourner les unités 400a et 400b. Cette fraction peut aussi être nulle, tout le résidu R1 étant traité. Un courant de diluant (par exemple une partie ou la totalité de la DAO, après hydroconversion comme décrit à la figure 4) peut être incorporé à l'effluent global (de 403a, 403b, et partie éventuelle de R1 non traitée) par la ligne 303. Ce schéma de traitement est bien adapté à des résidus ayant un pourcentage d'asphaltènes notable (par exemple plus de 10 % poids), comme indiqué précédemment. Selon une variante, la totalité du résidu R1 alimente la section 400b; il n'y a alors plus de désasphaltage.

Typiquement, dans une installation (I) selon l'invention, les effluents de chacune des unités 200, 300, 400 peuvent être évacués sans fractionnement ou avec un fractionnement partiel. Par exemple, des effluents d'hydrocraquage (unité 300) peuvent être évacués sans fractionnement du résidu sous vide non converti (ou seulement le fractionnement d'une partie de ce gasoil sous vide, pour le recycler. On peut ne réaliser qu'un stripage de l'H₂S produit. Pour l'unité 400 et la constitution du pétrole P_B, si l'on fait une hydroconversion, on limitera de préférence la quantité de naphta léger en sortie, pour améliorer la stabilité des résidus hydroconvertis. Le rapport naphta léger/ naphta lourd du pétrole P_B pourra éventuellement être inférieur à 0,3, voire 0,2, voire 0,15.

La figure 6 représente un exemple de flux de charges et produits autour d'une installation (I) pour l'utilisation de gaz de gisement épuré selon l'invention. Cette installation est alimentée par une charge à trois composantes :

- un pétrole P1 conventionnel fluide et de transportabilité élevée, alimenté typiquement par bateau pétrolier à partir d'une zone lointaine pouvant être distante de plus de 2000 km (par exemple importée de l'un des pays ayant une côte dans le Golfe Arabo-Persique),
- un pétrole P2 produit à proximité de l'installation (I), éventuellement un pétrole lourd, visqueux, difficilement transportable,
- un résidu Ro de raffinerie, provenant par exemple d'une raffinerie de pétrole REF3 des Etats-Unis d'Amérique ou typiquement d'un pays d'Europe appartenant à la Communauté Européenne.

L'installation (I) peut produire des produits pétroliers raffinés PR₁,..., PR_n (en quantité généralement relativement limitée), pour un marché local ou régional. Elle produit également, selon l'invention au moins un pétrole préraffiné, tel notamment que le pétrole P_A, pétrole préraffiné, non résiduaire, de grande qualité et de valorisation élevée, qui peut être exporté vers une raffinerie de pétrole REF1, par exemple d'une raffinerie des Etats-Unis d'Amérique ou typiquement d'un pays d'Europe appartenant à la Communauté Européenne. Typiquement, ce pétrole est destiné à une

raffinerie qui désire réduire sa production de fioul lourd. L'installation de la figure 6 produit également un pétrole P_B , pétrole résiduaire, dont le résidu sous vide comprend des asphaltènes et a une teneur en soufre typiquement inférieure à celle du résidu de la charge de départ, généralement inférieure à 2 % poids, de façon préférée à 1 % poids et de façon très préférée à 0,8 % poids. Cette teneur en soufre du résidu sous vide de P_B est typiquement supérieure à 0,52 % poids et par exemple comprise entre 0,52 et 0,75 % poids. Un tel pétrole peut être exporté et trouver une valorisation satisfaisante dans de nombreuses raffineries, par exemple une raffinerie des Etats-Unis d'Amérique ou d'un pays d'Europe appartenant à la Communauté Européenne ou d'un pays d'Amérique du Sud. Typiquement, ce pétrole est destiné à une raffinerie qui peut trouver un débouché pour le fioul lourd issu de son raffinage.

Avantageusement, les pétroles P_A et P_B sont de composition adaptée à une valorisation maximale. Par exemple le pétrole P_A , s'il est exporté dans la Communauté Européenne, pourra avoir une teneur élevée en coupe diesel d'hydrocraquage (à très haut nombre et indice de cétane, par exemple supérieur ou égal à 54), alors que le pétrole P_B , résiduaire, pourra, notamment s'il est exporté vers les Etats unis d'Amérique, avoir un nombre ou un indice de cétane inférieur. Sa teneur en kérosène sera par contre avantageusement plus élevée que celle du pétrole P_A .

L'installation (I) de la figure 6 est avantageusement située sur un site où le gaz est abondant et à bas coût, typiquement à proximité de gisements de gaz importants. Elle peut être localisée en Afrique, dans un pays relativement proche du Golfe de Guinée (par exemple l'Angola, le Gabon, le Nigeria), ou au Mexique, ou dans un pays d'Amérique du Sud, ou par exemple choisi dans les pays et territoires du groupe formé par l'Argentine, le Brésil, la Colombie, le Venezuela, et les îles situées à moins de 300 km de la côte continentale de ces pays. De façon avantageuse, l'installation peut être située non loin de ressources en eau, par exemple d'un fleuve, et prélever et consommer de l'eau, ce qui n'est pas souvent possible dans de nombreuses zones désertiques au Moyen-Orient (à titre indicatif il faut de l'ordre de 4,5 tonnes d'eau pour produire une tonne d'hydrogène par la voie vaporéformage). Elle peut aussi, assez facilement dans les pays et territoires précités, être installée dans une zone relativement peuplée ce qui donne des débouchés locaux à certains produits (gasoil moteur, kérosène, et aussi butane et propane qui sont des produits transportables à coût relativement élevé).

Les pays et territoires précités sont typiquement considérés par de nombreux investisseurs comme des zones où la sécurité des investissements est bonne, ce qui permet d'obtenir des taux d'intérêt satisfaisants pour les emprunts nécessaires à la construction d'une installation selon l'invention, ce qui est favorable à la rentabilité d'un projet. De plus, l'éloignement du site de l'installation (I) des grandes réserves pétrolières des différents pays du Golfe Arabo-Persique efface les différences techniques de distance pour les approvisionnements en provenance de ces pays, réduit l'aspect concurrentiel, plus important entre pays géographiquement très proches, notamment en période de quotas pétroliers, et permet d'accéder à tous les pétroles du Moyen-Orient de façon égale sans privilégier le pétrole d'un pays donné, ce qui améliore donc les conditions d'accès à un nombre de

THIS PAGE BLANK (USPTO)

- une étape de fractionnement initial d'un pétrole P1 pour la production notamment d'une fraction F, sensiblement exempte d'asphaltènes et comprenant majoritairement des composés de point d'ébullition supérieur à 371°C,
 - une étape d'hydrocraquage de la plus grande partie au moins de cette fraction F, sous une pression totale d'au moins 7 MPa, de préférence entre 8 et 18 MPa, notamment entre 9 et 15 MPa,
 - optionnellement, mais de préférence, un fractionnement incomplet des effluents d'hydrocraquage (c'est -à dire un fractionnement n'éliminant pas des effluents la totalité du gasoil sous vide non converti compris dans ces effluents), par exemple n'éliminant pas au moins 30% poids, ou au moins 40 % poids et typiquement au moins 50% poids et le plus souvent 100% poids du gasoil sous vide non converti, ou de la fraction bouillat à une température supérieure ou égale à 371 °C.
 - optionnellement, l'ajout aux effluents d'hydrocraquage d'au moins une fraction du pétrole P1 exempte d'asphaltènes, en particulier une fraction de distillats moyens hydrotraitee, pour former un pétrole P_A sensiblement sans asphaltènes comprenant une coupe diesel d'indice de cétane supérieur ou égal à 50.
- 15 L'invention concerne également tout pétrole préraffiné sensiblement sans asphaltènes (P_A), et/ou tout pétrole résiduaire (P_B) produit par une installation (I) selon l'invention, ou par le procédé selon l'invention ou selon l'utilisation de gaz correspondant à l'une quelconque des variantes de l'invention précédemment décrites.
- L'invention concerne également toute fraction pétrolière ou produit raffiné comprenant au moins une
- 20 fraction issue d'un pétrole (P_A), ou (P_B) produit par une installation (I) selon l'invention, ou par le procédé selon l'invention ou selon l'utilisation de gaz correspondant à l'une quelconque des variantes de l'invention précédemment décrites.
- L'invention concerne également un pétrole produit par l'installation (I) et/ou un pétrole préraffiné P_A, lui aussi produit par (I), et/ou une charge d'alimentation d'une raffinerie de pétrole et/ou une charge
- 25 d'alimentation d'une unité de distillation initiale de pétrole dans une raffinerie de pétrole, cette charge ayant des caractéristiques suivantes: (dans ce qui suit et jusqu'à la fin du paragraphe, on appelle charge, l'une quelconque des charges précitées ci-dessus mais également un pétrole ou pétrole raffiné (P_A) produit par une installation (I) selon l'invention, tels que précités)
- densité API comprise entre 40 et 64, ou entre 41 et 60, ou entre 42 et 54,
- 30 Typiquement, le Point éclair de la charge est inférieur à 58, ou même à 56, ou à 54, ou à 52, ou à 50, ou à 47, ou à 43, ou à 40, ou même plus bas, par exemple inférieur à 37, ou à 34, ou à 31, ou éventuellement à 28°C. L'obtention d'un point d'éclair bas est aisée en laissant ou incorporant dans la charge des fractions légères telles que du naphta en quantité suffisante.
- Le point initial (ASTM) de la charge est typiquement inférieur à 150 °C, notamment inférieur à
- 35 130°C, ou à 110°C, ou à 90°C, ou à 70°C, et peut être inférieur à 60°C, ou même à 50°C. Le point final (ASTM) de la charge est souvent supérieur à 350 °C, généralement supérieur à 362°C, par

exemple supérieur à 373°C, notamment à 385°C, et typiquement supérieur à 395°C, voire supérieur à 405°C, et même à 420°C.

Le pourcentage 10 % distillé (ASTM) de la charge peut par exemple être entre 50 et 110°C, ou entre 30 et 90°C, ou entre 70 et 170°C; Le pourcentage distillé 90% distillé (ASTM) peut par exemple être
 5 supérieur à 305°C, notamment supérieur à 315 °C, ou supérieur à 325°C, ou même compris entre 340 et 550°C, ou entre 300 et 500°C, ou entre 373 et 580°C. Le pourcentage distillé à 285°C peut par exemple être inférieur à 76 %, ou à 70 %.

Obtenir un point initial ou final plus ou moins élevé est facile pour l'homme du métier, en incorporant des quantités plus ou moins importante de naphta léger et/ou lourd et en modulant, pour le point final,
 10 la quantité de gasoil sous vide laissé dans P_A. Les quantités de naphta peuvent être augmentées si nécessaire en réalisant un hydrocraquage de gasoil sous vide plus sévère. Des fractions excédentaires peuvent être incorporées dans un autre pétrole, P_B, produit selon l'invention. De même la personne du métier sait adapter des pourcentages distillés, en incorporant ou éliminant des coupes appropriées.

- Teneur en soufre comprise entre 4 ppm poids et 1 % poids ou entre 4 ppm poids et 0,5 % poids ou
 15 entre 4 et 800 ppm poids, notamment entre: 4 et 700 ppm, ou 4 et 600 ppm, ou 4 et 500 ppm, ou 4 et 400 ppm, ou 4 et 300 ppm, ou 4 et 200 ppm ou 4 et 100 ppm, ou 4 et 50 ppm, ou 4 et 30 ppm, ou 4 et 10 ppm, ou bien entre: 50 et 800 ppm poids, notamment entre 50 et 700 ppm, ou 50 et 600 ppm, ou 50 et 500 ppm, ou 50 et 400 ppm, ou 50 et 300 ppm, ou 50 et 200 ppm ou 50 et 100 ppm, ou bien entre: 100 et 800 ppm poids, notamment entre: 4 et 700 ppm, ou 4 et 600 ppm, ou 4 et 500 ppm, ou 4 et 400
 20 ppm, ou 4 et 300 ppm, ou 4 et 200 ppm.

Typiquement, cette charge peut comprendre un taux d'asphaltènes inférieur à 0,5 % poids ou inférieur à 0,1 % poids, ou inférieur à 0,05 % poids, ou inférieur à 300 ppm poids, ou inférieur à 200 ppm poids, ou inférieur à 100 ppm poids, ou inférieur à 50 ppm poids, ou inférieur à 30 ppm poids, ou inférieur à 20 ppm poids, ou inférieur à 12 ppm poids, ou inférieur à 8 ppm poids, ou inférieur à 5
 25 ou inférieur à 3 ppm poids, ou inférieur à 2 ppm poids, ou inférieur à 1 ppm poids.

Le rapport atomique H/C de ces asphaltènes peut être compris notamment entre 0,96 et 1,2, ou entre 1,0 et 1,2, ou entre 1,03 et 1,15. Le % poids de soufre de ces asphaltènes peut être supérieur à celui de la charge d'un facteur supérieur à 6, ou 10, ou 15, ou 15, ou 20 voire plus.

Cette charge peut également comprendre une fraction diesel d'indice de cétane compris entre 45 et 70,
 30 ou entre 52 et 70, ou entre 53 et 70, ou entre 54 et 70. Cette charge peut également comprendre une fraction diesel de nombre de cétane compris entre 47 et 73, ou entre 49 et 73, ou entre 50 et 73, ou entre 51 et 73, ou entre 52 et 73, ou entre 53 et 73, ou entre 54 et 73, ou entre 55 et 73. Elle peut également comprendre une fraction diesel ayant un taux d'aromatiques en % poids, ou un % poids de carbone aromatique compris entre 2 et 35 %, ou entre 2 et 25%, ou entre 2 et 15 %, ou entre 2 et 12
 35 %, ou entre 2 et 8% poids. La teneur en soufre de cette fraction diesel peut être comprise entre 2 ppm poids et 1 % poids, ou entre 2ppm et 0,5 % poids, ou entre 2 ppm et 0,3 % poids, ou entre 2 ppm et 0,1 % poids, ou entre 2 ppm et 500 ppm, ou entre 2 et 300 ppm, ou entre 2 et 200 ppm ou entre 2 et

150 ppm ou entre 2 et 100 ppm, ou entre 2 et 70 ppm, ou entre 2 et 40 ppm, ou entre 2 et 25 ppm, ou entre 2 et 15 ppm, ou entre 2 et 10 ppm.

Cette charge peut comprendre également une fraction bouillant au dessus de 343 °C ou de 371 °C, l'une ou l'autre de ces fractions pouvant avoir une densité inférieure à 0,900, ou inférieure à 0,890, ou inférieure à 0,880, ou inférieure à 0,870, ou inférieure à 0,865, ou inférieure à 0,86, et généralement supérieure à 0,840. Le taux d'aromatiques en % poids, ou le % poids de carbone aromatique de l'une ou l'autre de ces fractions peut être compris entre 2 et 25 %, ou entre 2 et 20 %, ou entre 2 et 15 %, ou entre 2 et 12 %, ou entre 2 et 8 % poids. La teneur en soufre de l'une ou l'autre de ces fractions peut être comprise entre 2 ppm poids et 1 % poids, ou entre 2 ppm et 0,5 % poids, ou entre 2 ppm et 0,3 % poids, ou entre 2 ppm et 0,1 % poids, ou entre 2 ppm et 500 ppm, ou entre 2 et 300 ppm, ou entre 2 et 200 ppm ou entre 2 et 150 ppm ou entre 2 et 100 ppm, ou entre 2 et 70 ppm, ou entre 2 et 40 ppm, ou entre 2 et 25 ppm, ou entre 2 et 15 ppm, ou entre 2 et 10 ppm.

La teneur de la charge en (nickel + vanadium) peut être par exemple inférieure à 50 ppm poids, ou à 30 ppm, ou à 20 ppm, ou à 10 ppm, ou typiquement inférieure à 5 ppm, notamment à 3 ppm, et souvent à 2 ppm et même 1 à ppm poids.

La teneur de la fraction de la charge bouillant au dessus de 565 °C en (nickel + vanadium) peut être par exemple inférieure à 20 ppm poids, ou à 10 ppm, ou typiquement inférieure à 5 ppm, notamment à 3 ppm, et souvent à 2 ppm et même à 1 ppm poids.

Typiquement, le % poids d'oléfines de la charge est inférieur à 4% et généralement inférieur à 1%.

L'indice d'octane Recherche est typiquement inférieur à 82, et même à 78 et généralement inférieur à 75.

L'obtention de telles propriétés, utilisables conjointement lorsqu'elles ne sont pas contradictoires, peut être fait en traitant un pétrole tel que l'arabe léger, qui est conventionnel et fluide et de bas point d'écoulement selon l'invention, par hydrotraitement séparé du naphta, du kérosène mélangé avec la coupe diesel et le gasoil, et en réalisant un hydrocraquage haute pression du gasoil sous vide. Le résidu peut être traité par hydrotraitement et incorporé au pétrole P_B. On peut obtenir:

- des coupes diesel à haut indice ou nombre de cétane en réalisant un hydrotraitement poussé de la coupe de distillation directe (VVH faible, Pression élevée) et/ ou en réalisant un hydrocraquage à plus haute pression et conversion du gasoil sous vide. L'intensification de ces opérations réduit aussi le soufre. La personne du métier pourra sans difficulté moduler les différents paramètres en jouant sur plusieurs facteurs :
- la possibilité d'éliminer certaines coupes sous forme de produits raffinés, ou incorporés à un autre pétrole P_B.
- l'intensification ou la modération des opérations d'hydrotraitement et/ou d'hydrocraquage
- le pourcentage de charge alimentée pour ces opérations,
- le contournement par une partie de la charge, non traitée. Ceci peut notamment simuler une certaine pollution lors d'un transfert du pétrole produit, par des traces d'autres produits moins purs.

Les différents éléments décrits dans la présente description: variantes, sélection de pétroles, choix de paramètres et de propriétés de produits etc... peuvent, éventuellement, être combinés entre eux et mis en œuvre selon l'invention; Toute combinaison de ces éléments fait donc partie de la présente demande.

5

Définitions et conventions selon l'invention/ Propriétés :

- Par gaz de gisement, on entend tout gaz hydrocarboné provenant d'un ou plusieurs gisements, la production étant réalisée à terre et/ou en mer. Les gaz de gisement comprennent les gaz provenant de gisements de gaz naturel, de gaz associé à du pétrole, de gaz dits "à condensas" (comprenant, outre des hydrocarbures gazeux, des hydrocarbures liquides légers et des traces d'hydrocarbures plus lourds) ainsi que leurs mélanges, et de façon générale tout gaz issu de gisement(s) sous terrain(s) et/ou sous-marin(s) comprenant des quantités notables de méthane.

De tels gaz comprennent typiquement également des hydrocarbures à 2, 3 ou 4 atomes de carbone, et généralement de petites quantités d'hydrocarbures supérieurs ayant de 5 à 20 atomes de carbone, voire plus. Ils comprennent souvent des composés non hydrocarbonés tels que N_2 , CO_2 , H_2S et parfois des gaz rares. L'utilisation de gaz de gisement pour la production d'hydrogène exige donc dans la majorité des cas une purification préalable du gaz pour éliminer les composés indésirables. La purification du gaz peut comprendre par exemple des étapes de lavage aux amines, de déshydratation, de dégasolinage.

Les gaz de gisement sont abondants dans de nombreuses régions du monde, et notamment dans des régions éloignées des grandes zones de consommation de gaz que sont l'Europe, les Etats Unis d'Amérique hors Alaska, et le Japon.

Par région de production de gaz, on entend la région autour d'un ou plusieurs gisements de gaz utilisés selon l'invention, après épuration, telle que tout point de la région est situé à au plus 1200 km d'un gisement ou d'un ensemble de gisements dont est issu au moins 70 % poids du gaz épuré utilisé selon l'invention. Typiquement, au moins 90 % poids et souvent la totalité du gaz est produit à moins de 1200 km de l'installation (I), généralement à moins de 1000 km et même moins de 500 ou typiquement km.

30 - Un pétrole pré raffiné (P_A) ou un pétrole résiduaire (P_B), produit selon l'une des variantes de l'invention est, selon l'invention un mélange complexe d'hydrocarbures issu d'une installation de traitement d'hydrocarbures (I) selon l'invention, ce mélange étant de façon caractéristique destiné à être traité dans une (ou plusieurs raffinerie(s) de pétrole, en alimentation d'au moins une unité de distillation initiale de pétrole (souvent appelée distillation atmosphérique de pétrole).

35 Le pétrole préraffiné (P_A) comprend, selon l'invention, des composés ayant été hydrotraités et/ou hydroconvertis et/ou hydrocraqués par l'une quelconque des variantes de l'invention de l'installation de traitement d'hydrocarbures selon l'invention. Le pétrole (P_B) peut éventuellement être un pétrole

exempt des composés précédents, par exemple un pétrole reconstitué comprenant un résidu à taux d'asphaltènes augmenté. Généralement, (P_B) est également un pétrole préraffiné au sens précisé précédemment.

Selon l'invention, un pétrole (P_A ou P_B) produit selon l'invention est un "produit final de l'installation de traitement d'hydrocarbures (I)", et non un produit intermédiaire circulant à l'intérieur par exemple d'une raffinerie de pétrole. Il est destiné à être raffiné, dans une ou plusieurs raffineries de pétrole, distincte(s), et distante(s) conventionnellement du site de l'installation de traitement d'hydrocarbures (I) d'au moins 100 km (distance(s) évaluée(s) en prenant la plus petite distance entre d'une part une unité de distillation initiale de pétrole de la raffinerie considérée, et d'autre part une unité de traitement en présence d'hydrogène: HDT, HDC, HDK ou autre, de l'installation de traitement d'hydrocarbures). Souvent, le ou les pétroles produits, (P_A et/ou P_B) sont destinés à être pour une partie au moins raffinés à de très grandes distances telles que 2000 km ou plus, notamment sur un autre continent, et transportés par bateau pétrolier, notamment par bateau pétrolier de très gros tonnage tel que d'au moins 150 000 tonnes de port en lourd, typiquement dans une catégorie de bateau transporteur de pétrole, ou de pétrole brut, selon la classification d'une société de classification telle que le bureau Veritas (France) ou l' "American Bureau of Shipping) (Bureau Américain de la Navigation).

Un pétrole (P_A et/ou P_B) produit selon l'invention est par ailleurs un produit préparé aux fins d'une production et d'une commercialisation régulières et non pas un produit tel qu'un produit transféré très occasionnellement, par exemple un produit raffiné temporairement hors spécifications, ou un produit temporaire pendant des arrêts de fonctionnement de certaines unités dans une raffinerie de pétrole. Il est donc typiquement une charge normale d'alimentation d'une distillation initiale de pétrole dans une raffinerie de pétrole, ce type de charges étant typiquement traité par campagnes.

Typiquement, il n'est pas classifié comme produit pétrolier raffiné, au sens des produits pétroliers raffinés conventionnels du groupe formé par (les gaz de pétrole liquéfiés, les essences, les solvants, les carburants aviation tels par exemple le kérosène, le pétrole lampant, les gazoles moteur, le fioul domestique appelé éventuellement huile de chauffage, les fiouls pour bateaux, les fiouls légers, les fiouls lourds, les huiles lubrifiantes, les bitumes et bitumes fluxés), et ceci typiquement selon la classification d'une raffinerie raffinant ce pétrole, et/ou selon la classification administrative du pays ou est situé (I), et/ou celle d'un pays ou est déchargé ce pétrole pour être raffiné, et/ou la classification douanière du pays ou est situé (I), et/ou celle d'un pays ou est déchargé ce pétrole pour être raffiné. Au contraire, un pétrole selon l'invention est typiquement classifié, selon l'une au moins, ou plusieurs quelconques, ou chacune de ces autorités, en tant que pétrole, ou pétrole brut, ou pétrole synthétique, ou pétrole préraffiné, éventuellement "syncrude", traduit de l'anglais par brut synthétique, ce type de classification explicitant sa destination.

Un pétrole produit selon l'invention comprend généralement au moins trois coupes, souvent quatre coupes ou même cinq coupes du groupe formé par : le naphta léger, le naphta lourd, le kérosène, le

gasoil, le gasoil sous vide, dans lequel, conventionnellement, selon l'invention, on désigne des coupes ou fractions d'une charge d'hydrocarbures ou d'un pétrole par leur intervalle de distillation vraie (TBP), borne inférieure comprise, borne supérieure non comprise, et dans laquelle le naphta léger désigne la coupe entre 28°C et 71°C, le naphta lourd désigne la coupe entre 71°C et 160°C, le
 5 kérosène désigne la coupe entre 165°C et 282°C le diesel désigne la coupe entre 282°C et 343°C le gasoil désigne la coupe entre 343°C et 371°C, le gasoil sous vide désigne la coupe entre 371°C et 565°C, et le résidu sous vide la coupe bouillant à une température supérieure ou égale à 565°C. Typiquement un pétrole selon l'invention comprend au moins 1,5 % et souvent au moins 3 % de son poids total dans au moins 3, 4, ou 5 de ces coupes. Souvent un pétrole P_A peut avoir de 2 à 15 % poids
 10 de naphta léger (ou de 3 à 12%), de 5 à 20 % de naphta lourd (ou de 6 à 17%), de 6 à 24 % de kérosène (ou de 8 à 21%), de 4 à 20 % de coupe diesel ou de (6 à 17%), de 1,5 à 10 % de gasoil, et de 2 à 28 % de gasoil sous vide et résidu sensiblement sans asphaltènes).

Cette définition de coupes ou fractions est applicable pour le calcul des propriétés de fractions d'un mélange complexe, telles que teneur en soufre, indice de cétane, taux d'asphaltènes etc...

15 Les coupes décrites dans la description des variantes et des figures sont des coupes de fractionnement beaucoup moins tranché, et peuvent par exemple être définies par les valeurs ASTM des températures du point initial et final, et peuvent avoir un fractionnement assez grossier.

Un pétrole conventionnel fluide est selon l'invention un pétrole ayant :

- 20 - une densité API d'au moins 25,
 - une viscosité à 2°C inférieure à 230 cs (centistokes), et à 15°C inférieure à 80 cs,
 - un point d'écoulement inférieur à 0°C.

Cette définition est restrictive. Il est possible de pomper des produits ayant une viscosité de 1000 cs voire plus.

25 Cette définition est par exemple plus restrictive que les conditions mentionnées dans l'ouvrage de référence : "upgrading petroleum residues and heavy oils" qui signifie : améliorer la qualité de résidus pétroliers et d'huiles lourdes, par Murray R. Gray, éditeur Marcel Dekker inc. New York, page 37 lignes 6 à 13 qui mentionne une condition pour pouvoir transporter par canalisation et vendre des produits sur le marché libre qui est la suivante : viscosité inférieure ou égale à environ 250 cs à 2-3°C,
 30 ou à environ 100 cs à 15°C.

Typiquement les viscosités d'un brut conventionnel fluide selon l'invention sont, à d'autres températures : inférieures à 35 cs à 38°C, et inférieures à 20 cs à 99°C. Généralement, le pétrole conventionnel fluide sélectionné aura des viscosités encore plus basses, soit: moins de (150 cs, 65 cs, 50 cs, 32 cs, 15 cs) respectivement à (2°C, 15°C, 21°C, 38°C, 99°C), ou même moins de (120 cs, 50
 35 cs, 35 cs, 20 cs, 10 cs) pour les mêmes températures.

Les bruts lourds ont, selon une définition communément admise, et indiquée comme une classification reconnue dans l'ouvrage de référence précité ("upgrading..."), page 2, une densité API

comprise entre 10 et 20. Ils ont par ailleurs une viscosité notablement plus élevée que les valeurs précitées, rendant leur transport très difficile sans diluant, ou même impossible.

Typiquement, les pétroles conventionnels fluides sélectionnés comprennent au moins 20 % poids, souvent au moins 24 % poids, ou même 26 % poids de composés de température d'ébullition inférieure à 325°C. Leur résidu sous vide représente typiquement moins de 36 % poids, souvent moins de 34 % poids, notamment moins de 32 % poids par rapport au pétrole conventionnel entier.

Selon l'invention, lorsqu'on sélectionne un pétrole conventionnel fluide, on choisit typiquement un pétrole dont les caractéristiques (viscosité et point d'écoulement) permettent de le transporter aisément dans sa région de production, en particulier dans des canalisations conventionnelles non chauffées. Le pétrole conventionnel fluide peut donc être acheminé par des moyens conventionnels, sans utiliser le procédé connu pour le transport de pétroles lourds : l'utilisation d'une dilution/séparation du diluant à l'arrivée de la canalisation/recyclage du diluant qui peut donc être évitée.

Un pétrole conventionnel fluide selon l'invention est donc choisi, en fonction du site d'installation de traitement, pour être aisément transportable. Généralement, le pétrole conventionnel fluide est produit à partir d'un gisement sous-marin, ou terrestre, souvent en un point d'altitude inférieure à 1000 m, et acheminé vers l'installation de traitement (I) qui typiquement est située sur un site terrestre, souvent éloigné de plusieurs km, souvent de plusieurs dizaines de km, et parfois de plusieurs centaines de km. Le choix selon une variante préférée de l'invention d'un pétrole transportable est donc important pour limiter les investissements. Souvent, on choisit un pétrole qui a déjà été transporté par canalisations conventionnelles sur au moins 10 km pendant 2 ans ou plus, pour lequel il est donc connu qu'il est transportable.

Conventionnellement, selon l'invention, un traitement avec rejet de carbone est un traitement comprenant :

- soit une étape de cokéfaction de résidu en lit fluidisé ou en chambre, produisant du coke solide,
- soit un procédé comprenant une pyrolyse de résidu sur un solide non organique, à température élevée supérieure à 500°C, formant du coke, sur ce solide, ce coke étant typiquement brûlé,
- soit un procédé produisant de l'asphalte par désasphaltage de résidu, une partie au moins de cet asphalte étant alimentée à une unité d'oxydation partielle pour la production d'hydrogène, ou bien brûlée ou évacuée en tant qu'asphalte, c'est à dire sans être incorporée à un pétrole ou à un fioul.

Selon l'invention, on peut utiliser un rejet de carbone, par exemple de moins de 10% poids de la charge de (I). Mais typiquement, on n'utilise sensiblement pas de rejet de carbone, c'est -à dire, conventionnellement, moins de 2% poids de la charge, et de préférence aucun rejet de carbone.

Conventionnellement, selon l'invention, on appelle rendement liquide du traitement réalisé, le rapport de la masse des composés de la charge d'hydrocarbures ayant au moins 3 atomes de carbone, sur la masse des composés compris dans les liquides hydrocarbonés produits par l'installation (I), ayant

également au moins 3 atomes de carbone. Ce rapport est calculé en excluant le contenu en soufre de la charge et des produits de l'installation.

Selon une variante préférée de l'invention, en excluant la gazéification et la combustion d'asphalte et l'évacuation d'asphalte, ainsi que tous les procédés formant du coke, les rendements liquides peuvent
5 atteindre selon l'invention au moins 96 % poids, ou au moins 97 % poids au moins 98 % poids ou au moins 99 % poids, ou même au moins 100 %, si l'on incorpore plus d'hydrogène que l'on ne perd de composés légers (méthane + éthane). L'utilisation de catalyseurs macroscopiques supportés, telle que décrite précédemment (plutôt que des additifs catalytiques liquides ou en slurry) permet typiquement de limiter, pour les opérations d'hydrocraquage, et d'hydroconversion de résidus la production de gaz
10 (méthane éthane à moins de 0,8 % poids pour chaque étape, et même moins de 0,6 % poids. De préférence on limite aussi la conversion des produits bouillant au dessus de 565°C (par exemple à moins de 70 % poids, ou moins de 65 % poids, ou moins de 60 % poids). Le niveau de conversion est typiquement choisi pour que le résidu non converti (bouillant au-dessus de 565°C) soit stable dans le pétrole produit, par exemple P_B. On peut utiliser un test de stabilité tel que le test de filtration à chaud
15 de SHELL, ou un autre test connu de stabilité des fiouls ou résidus.

Les liquides produits par une installation (I) selon l'invention comprennent un ou plusieurs pétroles P_A, P_B, mais également des produits raffinés éventuels tels que du naphta, ou du fioul, ou du kérosène. Typiquement, les produits raffinés peuvent représenter de façon cumulée entre 0 et 92 % poids par rapport à la totalité des produits liquides issus de l'installation (I), notamment entre 0 et 85 % poids,
20 généralement entre 0 et 75 % poids, ou entre 0 et 60 % poids, par exemple entre 0 et 50 % poids, souvent entre 0 et 30 % poids, de préférence entre 0 et 20 % poids, et de façon très préférée, moins de 10% poids et notamment 0 % (pas de produits raffinés).

Le pétrole préraffiné peut être expédié vers une ou plusieurs raffineries de pétrole, généralement seul,
25 ou mélangé avec d'autres pétroles naturels ou synthétiques.

Les différents paramètres caractérisant des propriétés d'un pétrole ou d'un produit raffiné ou d'une fraction pétrolière peuvent être mesurés par l'homme du métier spécialiste des analyses selon la méthode la mieux appropriée. il peut également utiliser ou sélectionner l'une des méthodes suivantes
30 dans la mesure ou elle est adaptée à la mesure du paramètre concerné, soit directement, soit en diluant le produit, ou éventuellement en utilisant des techniques annexes permettant d'utiliser l'une de ces méthodes. Si une des méthodes décrites n'est pas appropriée, ou si plusieurs méthodes sont possibles et donnent des résultats différents, l'homme des analyses pourra sélectionner la méthode ASTM correspondant aux spécifications du produit concerné, ou la mieux appropriée. L'ASTM est l'
35 "American Society for Testing and Materials" (ou Société Américaine pour les Tests et les Matériaux).

Grandeur mesurée	Méthode de mesure normalisée utilisable selon l'invention	Autre(s) méthode(s) normalisée utilisable selon l'invention ou méthode équivalente
Teneur en soufre: pétrole, résidu, VGO	IP 61/99	IP 336/95 IP 242/83
Teneur en soufre: Diesel/gasoil/V60 après HDT ou HDC ou HDK	IP 243/94	ISO 4260 : 1987
Viscosité cinématique (pétrole)	IP 71, section 1/97	D 445-97
Densité (g/cm ³) et densité API	ASTM D 1298-85	
Point de congélation (pétrole)	IP 15/95	D 97-96a
Indice de cétane (diesel/gasoil)	IP 380/98	ISO 4264 : 1995 ASTM D 4737-96a
Nombre de cétane (diesel/gasoil)	IP 41/99	ASTM D 613-95
Distillation ASTM (point initial, final et % distillés)	ASTM D 86	
Tension vapeur REID	D 323	
Teneur en Asphaltènes	IP 143/01	ASTM D 6560
Teneur en métaux Ni + V	IP 433/2000	IP 285/79
Teneur en hydrogène	D 1018	
Teneur en aromatiques ou en carbone aromatique	IP 391/01	IP 392
Pénétrabilité aiguille	ASTM D5	
Distillation sous pression réduite	ASTM D1189	
Point éclair, si > 40	ASTM D 93	D 56
Point éclair, si <40	IP 170/99	D 56

REVENDICATIONS

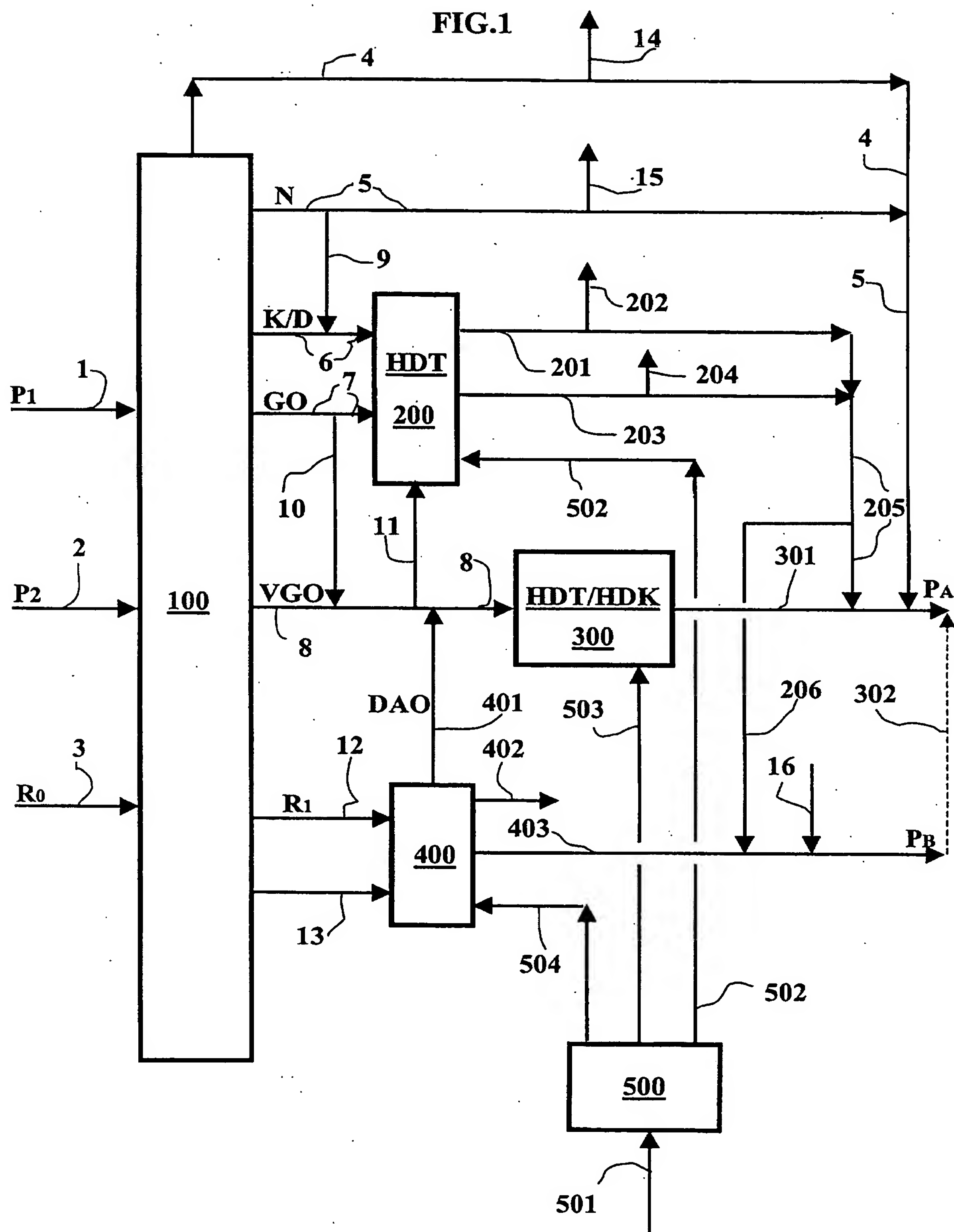
1. Utilisation, en région de production de gaz, d'un gaz de gisement épuré G dans laquelle:
 - a) on convertit au moins une fraction G1 de ce gaz G, pour obtenir un courant d'hydrogène (H2),
 - b) on sélectionne et approvisionne, par canalisation et/ou bateau pétrolier, un pétrole brut conventionnel P1 fluide et de point d'écoulement inférieur ou égal à 10°C,
 - c) on réalise dans une installation (I) de traitement d'hydrocarbures, un traitement d'une charge d'hydrocarbures comprenant du pétrole P1, seul ou mélangé avec d'autres fractions, le traitement de ce pétrole P1 étant réalisé sensiblement sans rejet de carbone, et comprenant au moins une étape d'hydrotraitement (HDT,RHDT) ou d'hydroconversion (HDC,RHDC) ou d'hydrocraquage (HDK) d'une fraction au moins du pétrole P1, cette fraction comprenant majoritairement des composés de point d'ébullition supérieur à 343°C, cette étape utilisant une fraction au moins du courant H2, pour produire au moins un pétrole préraffiné P_A comprenant des composés issus de cette étape, ce pétrole P_A étant destiné à être raffiné dans une raffinerie distincte et distante de l'installation (I).
2. Utilisation de gaz selon la revendication 1, dans laquelle le pétrole sélectionné P1 a un taux d'asphaltènes inférieur à 3,3% poids, ou comprend un résidu sous vide de taux d'asphaltènes inférieur à 11% poids.
3. Utilisation de gaz selon l'une des revendications 1 et 2, dans laquelle le traitement du pétrole P1 comprend :
 - une étape initiale comprenant un fractionnement, pour obtenir une fraction F sensiblement exempte d'asphaltènes et comprenant majoritairement des composés de point d'ébullition supérieur à 371°C,
 - au moins une étape d'hydroconversion (HDC) ou d'hydrocraquage (HDK) d'une partie au moins de la fraction F, avec une conversion des composés de point d'ébullition supérieur à 371°C au moins égale à 42% poids,
4. Utilisation de gaz selon la revendication 3, comprenant une étape d'hydrocraquage (HDK) d'une partie au moins de ladite fraction F, avec une conversion des composés de point d'ébullition supérieur à 371°C comprise entre 42 et 95% poids.
5. Utilisation de gaz selon la revendication 4, dans laquelle on choisit une pression d'hydrocraquage suffisante, et/ou l'on incorpore dans les fractions composant le pétrole préraffiné P_A une fraction suffisante des effluents d'hydrocraquage, et éventuellement l'on incorpore dans le pétrole P_A une fraction diesel de distillation directe issue de P1, après hydrotraitement (HDT) à une pression suffisante, de telle sorte que le pétrole préraffiné P_A comprend une fraction diesel d'indice de cétane au moins égal à 50.

6. Utilisation de gaz selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle l'installation (I) produit au moins deux pétroles séparés P_A et P_B destinés à être envoyés séparément vers une ou plusieurs raffineries de pétrole.
7. Utilisation de gaz selon la revendication 6, dans laquelle le pétrole P_A comprend un résidu sous vide de teneur en soufre inférieure ou égale à 1 % poids et le pétrole P_B comprend un résidu sous vide de teneur en soufre supérieure à 1,25 % poids.
8. Utilisation de gaz selon la revendication 6, dans laquelle le pétrole P_A est sensiblement exempt d'asphaltènes, la fraction du pétrole P_A de température d'ébullition supérieure ou égale à 371°C étant soit absente soit de teneur en soufre inférieure à 0,4 % poids, et le pétrole P_B comprend un résidu sous vide de teneur en soufre supérieure ou égale à 1,25 % poids.
9. Utilisation de gaz selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle la charge de l'installation (I) comprend un résidu issu d'une raffinerie distante de l'installation (I), ce résidu comprenant au moins une fraction de résidu sous vide de distillation directe et de préférence des fractions (LCO,HCO) issues d'une unité de craquage catalytique fluide (FCC), et optionnellement un diluant.
10. Procédé de préaffinage d'un pétrole brut P1 pour l'utilisation de gaz selon l'une des revendications précédentes, comprenant :
 - une étape de fractionnement initial du pétrole P1 pour la production notamment d'une fraction F, sensiblement exempte d'asphaltènes et comprenant majoritairement des composés de point d'ébullition supérieur à 371°C,
 - une étape d'hydrocraquage de la plus grande partie au moins de cette fraction F, sous une pression totale d'au moins 7 MPa,
 - optionnellement, un fractionnement incomplet des effluents d'hydrocraquage,
 - optionnellement, l'ajout aux effluents d'hydrocraquage d'au moins une fraction du pétrole P1 exempte d'asphaltènes, en particulier une fraction de distillats moyens hydrotraitée, pour former un pétrole P_A sensiblement sans asphaltènes comprenant une coupe diesel d'indice de cétane supérieur ou égal à 50.
11. Installation (I) pour l'utilisation de gaz selon l'une des revendications 1 à 9 ou pour le procédé selon la revendication 10, comprenant une ligne (1) d'alimentation d' un pétrole brut P1 reliée à une unité de fractionnement (100), une ligne (8) de circulation d'une coupe comprenant du gasoil sous vide, reliant l'unité de fractionnement (100) à une unité (300) d'hydrocraquage du type sans fractionnement complet du gasoil sous vide non converti, au moins une ligne (6,7) reliant l'unité de fractionnement (100) à une unité (200) d'hydrotraitement d'une charge comprenant principalement des distillats moyens, au moins une ligne (201/205, 203/205) reliant l'unité d'hydrotraitement (200) à une ligne (301) d'évacuation d'effluents d'hydrocraquage elle-même reliée à l'unité d'hydrocraquage (300), optionnellement une ligne reliant l'unité de fractionnement (100) à la ligne (301) d'évacuation d'effluents d'hydrocraquage,

- pour la production d'un pétrole préraffiné P_A , comprenant également une installation (400) de traitement de résidu, reliée en amont à l'unité de fractionnement (100), et en aval à une ligne (403) d'évacuation d'un résidu traité, cette ligne étant optionnellement reliée à l'unité de fractionnement (100) par une ligne (16), ou à l'unité d'hydrotraitement (200) par une ligne (201/205/206, 203/205/206), pour la production d'un pétrole résiduaire P_B , et comprenant une ligne (503) reliant une unité de production d'hydrogène (500) à partir de gaz de gisement épuré alimenté par une ligne (501), à l'unité d'hydrocraquage (300), et une ligne (502) reliant l'unité de production d'hydrogène (500) à l'unité d'hydrotraitement (200),
- 5
12. Pétrole préraffiné sans asphaltènes (P_A) produit par l'installation (I) selon la revendication 10, ou par le procédé selon la revendication 9, ou pour l'utilisation de gaz selon l'une des revendications 1 à 8.
- 10
13. Pétrole résiduaire (P_B) produit par l'installation (I) selon la revendication 11, ou par le procédé selon la revendication 10, ou pour l'utilisation de gaz selon l'une des revendications 1 à 9.
- 15
14. Fraction pétrolière ou produit raffiné comprenant au moins une fraction issue d'un pétrole (P_A), ou (P_B) selon l'une des revendications 12 et 13.

1/3

FIG.1



2/3

FIG.2

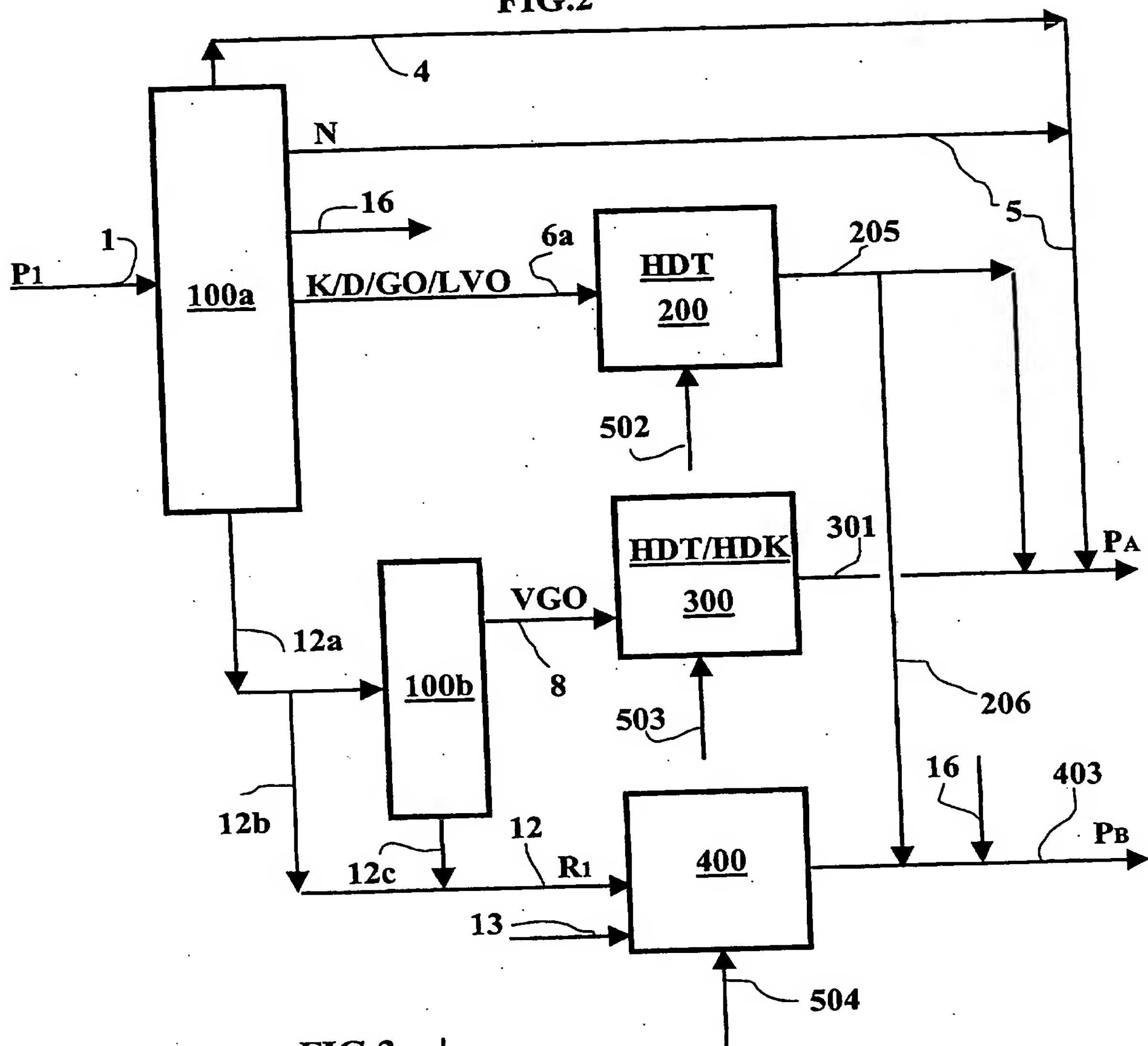
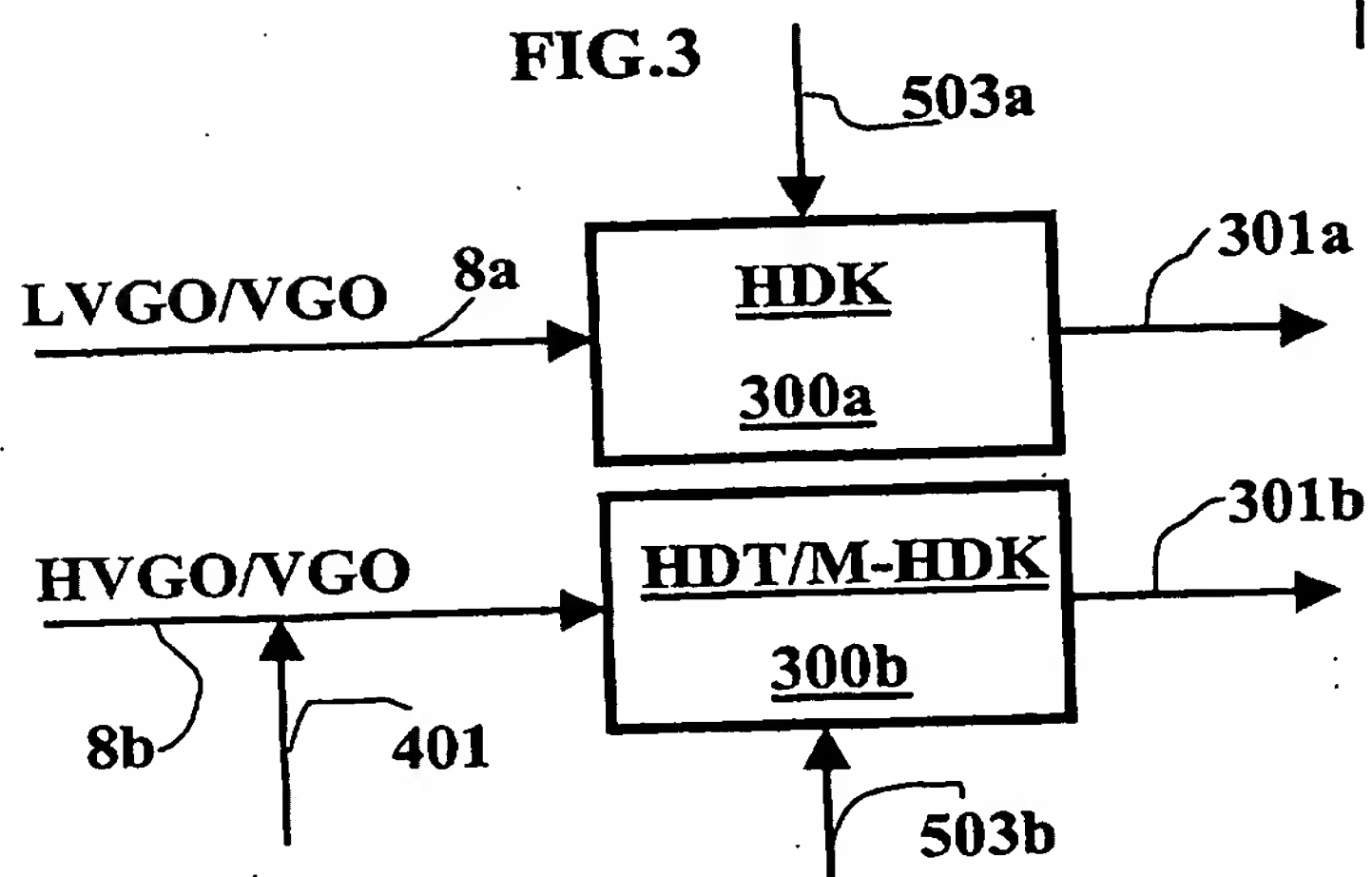


FIG.3



3/3

FIG.4

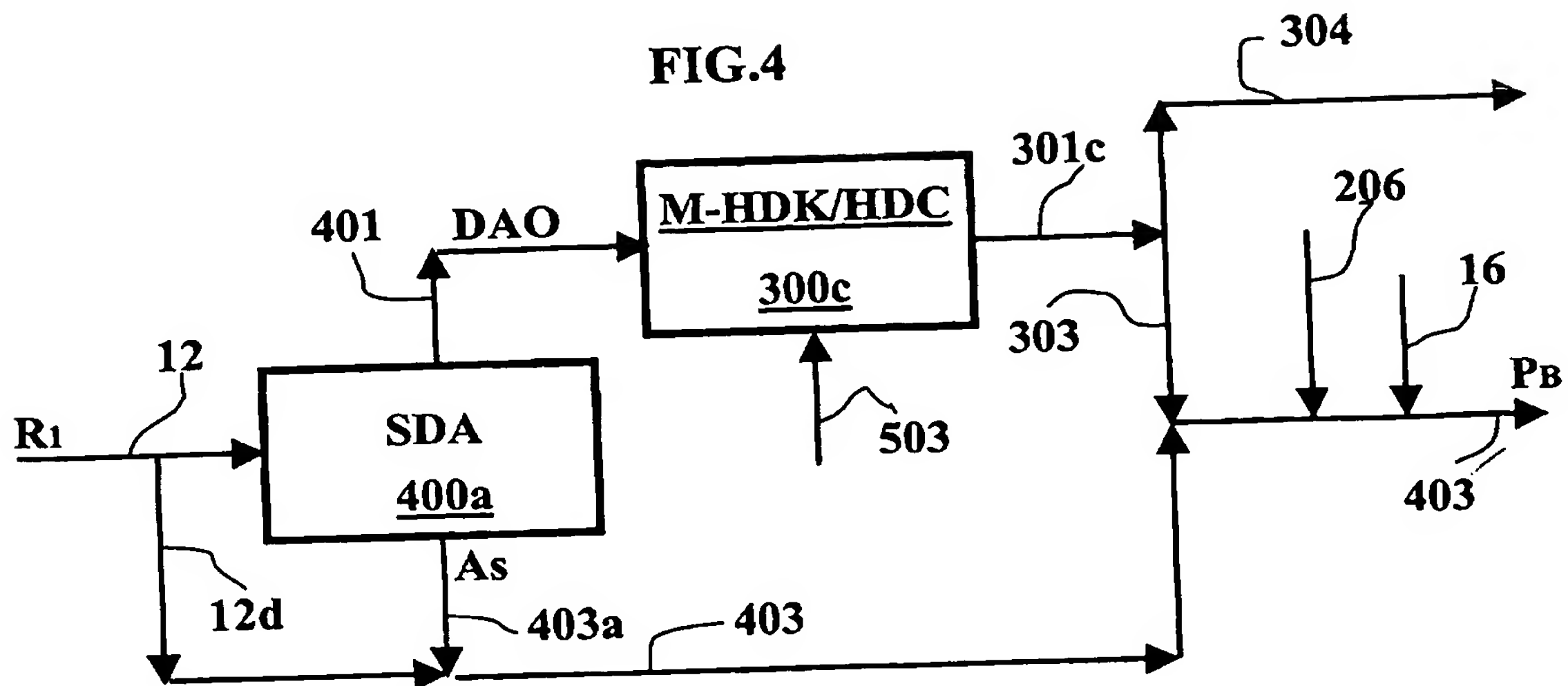


FIG.5

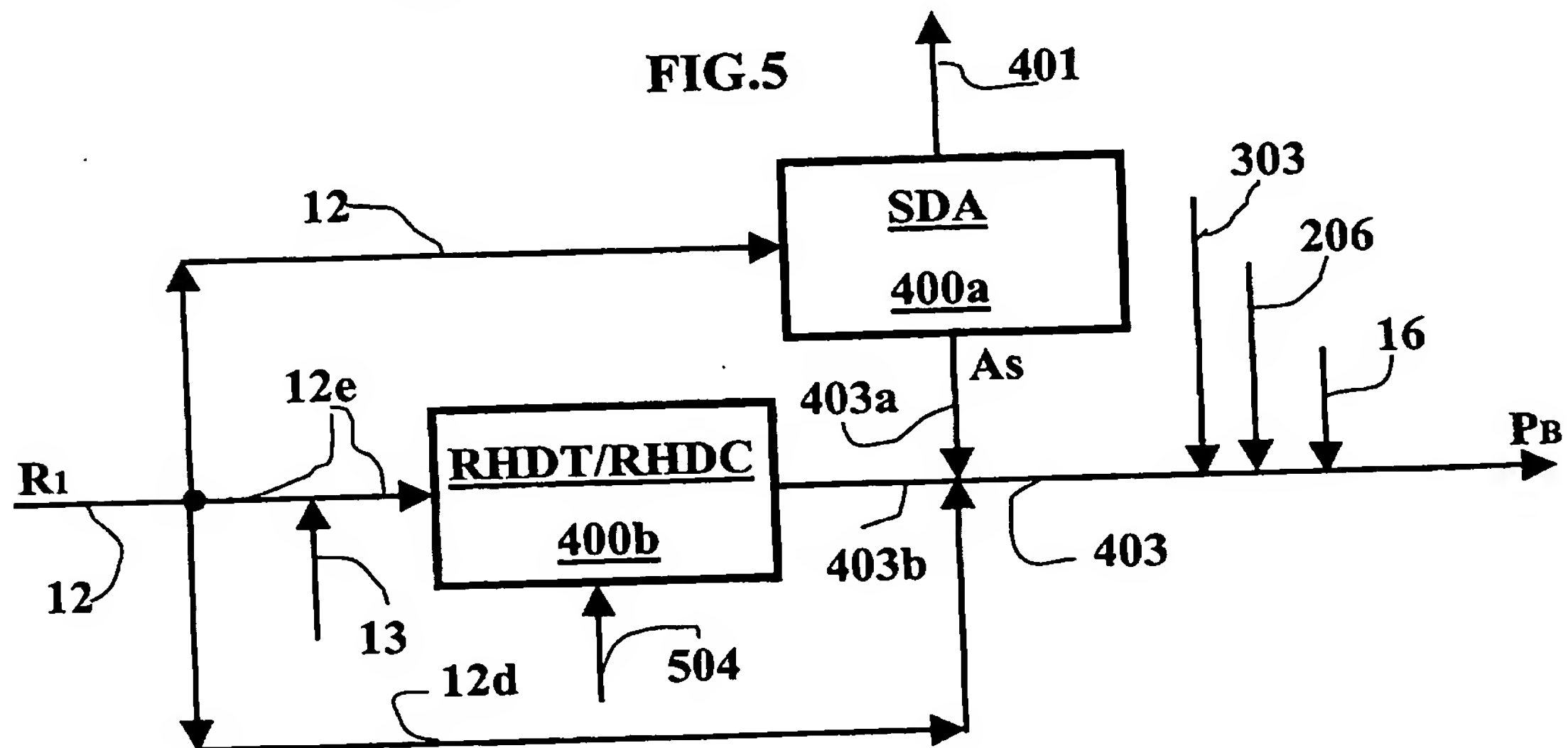
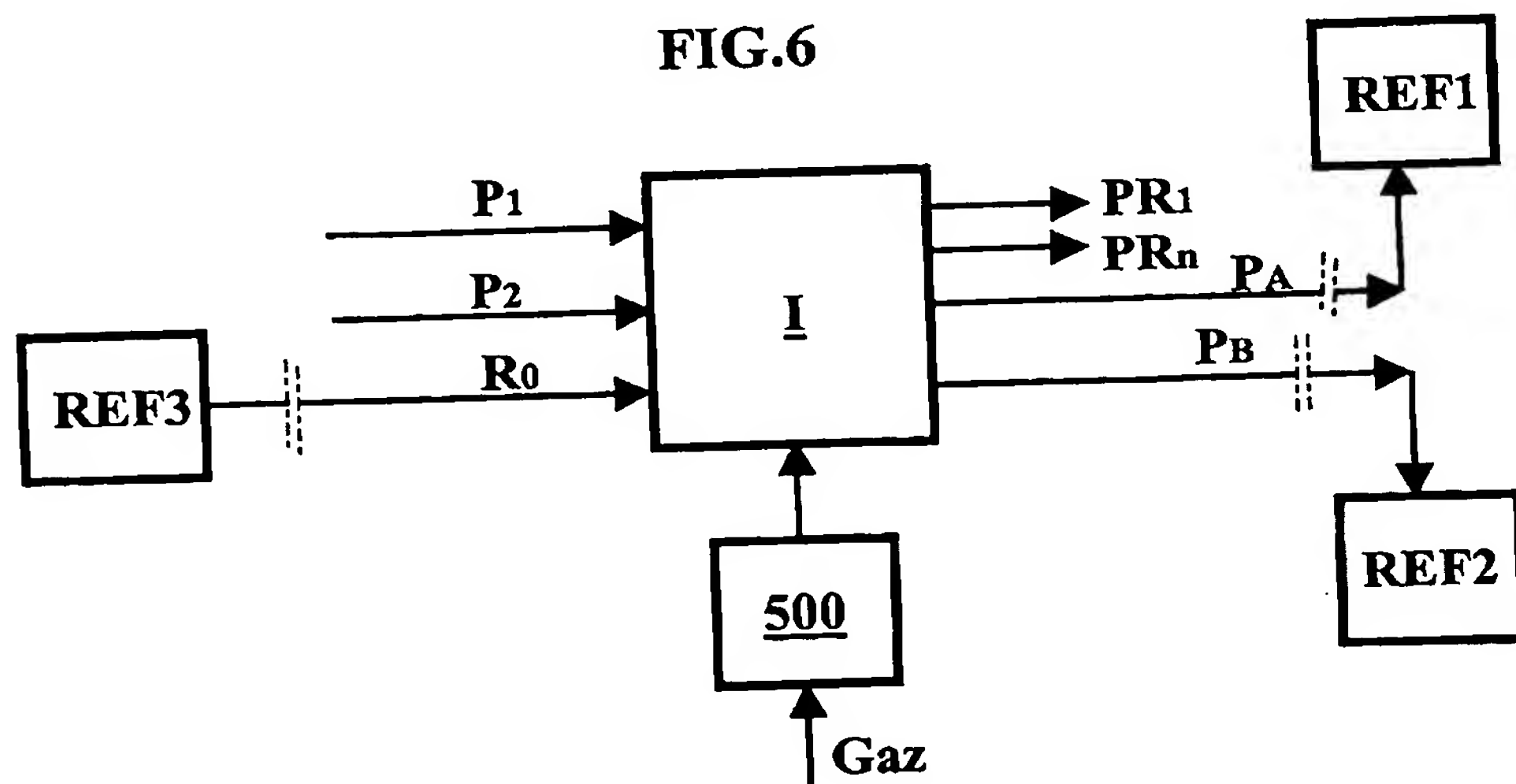


FIG.6



**RAPPORT DE RECHERCHE
PRÉLIMINAIRE**établi sur la base des dernières revendications
déposées avant le commencement de la rechercheN° d'enregistrement
nationalFA 626867
FR 0210905

DOCUMENTS CONSIDÉRÉS COMME PERTINENTS		Revendication(s) concernée(s)	Classement attribué à l'invention par l'INPI
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes		
A, D	US 5 069 775 A (GROSBOLL MARTIN P) 3 décembre 1991 (1991-12-03) -----		C10G65/12
			DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHÉS (Int.CL.7)
			C10G
Date d'achèvement de la recherche		Examineur	
23 mai 2003		De Herdt, O.	
CATÉGORIE DES DOCUMENTS CITÉS			
X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : arrière-plan technologique O : divulgation non-écrite P : document intercalaire		T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant	